

СЕКЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

ПЕРЕЧЕНЬ ДОКЛАДОВ

ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ КОНСТРУКЦИИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

САРАКВАША А.С.

Научный руководитель - старший преподаватель ПЕТРАШЕВИЧ Н.С.

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ И ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛНЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ С ИЗОЛИРОВАННЫМИ ПРОВОДАМИ

ДРОЗДОВСКАЯ Е.В., МОРОЗОВА А.Э., РЫЖКОВ Н.С.

Научный руководитель - старший преподаватель ПЕТРАШЕВИЧ Н.С.

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

ФЛЕРКО М.В., МАРУТИК Н.М.

Научный руководитель – старший преподаватель ПЕТРАШЕВИЧ Н.С.

КЛАССИФИКАЦИЯ И МАРКИРОВКА СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ

ХОРОШКО А.Д., МИХАЛЁНОК А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель ПЕТРАШЕВИЧ Н.С.

КОНСТРУКЦИИ НЕИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВ ДЛЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

ХОМЕНКО Е.В., БУРЧИК С.Ю.

Научный руководитель – старший преподаватель ПЕТРАШЕВИЧ Н.С.

ВИДЫ И КОНСТРУКЦИИ ЛИНЕЙНОЙ АРМАТУРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

ТИХОНОВ А. С.

Научный руководитель – старший преподаватель ПЕТРАШЕВИЧ Н. С.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ.

ВОЛЫНЕЦ А.В., РАБЦЕВИЧ В.С.

Научный руководитель – старший преподаватель ПЕТРАШЕВИЧ Н.С.

НАЗНАЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ КОНСТРУКЦИИ ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

АДАМОВИЧ Р.А., РАЗУМОВИЧ И.Д.

Научный руководитель – старший преподаватель ПЕТРАШЕВИЧ Н.С.

СПОСОБЫ ПРОКЛАДКИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

БОНДАРЕВА А.С., ГОЛЁТА Д.А.

Научный руководитель – старший преподаватель ПЕТРАШЕВИЧ Н.С.

УСТРОЙСТВА ГРОЗОЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ НА ПОДСТАНЦИЯХ

ВЕРАКСА Р.В., КАМЫШ В.В.

Научный руководитель – старший преподаватель ПЕТРАШЕВИЧ Н.С.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ AUTOCAD ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ДЕТАЛЕЙ

КОВЗАН А.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент НОВИКОВ С.О.

ПОЛИМЕРНЫЙ ИЗОЛЯТОР

ЁЧ Э.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент КАЛЕНТИОНОК Е.В.

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ДАЛЬНОМЕР

НУРКЛЫЧЕВ Б.

Научный руководитель – к.т.н., доцент КАЛЕНТИОНОК Е.В.

ФИЛЬТР ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

Пинчук Ю.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Калентионок Е.В.

ПАНЕЛЬ СОЛНЕЧНОЙ БАТАРЕИ

Рудак Д.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Калентионок Е.В.

СОЛНЕЧНАЯ БАТАРЕЯ С КОНЦЕНТРАТОРОМ СОЛНЕЧНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

Садовский Д.О.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Калентионок Е.В.

СПОСОБ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ НЕЗНАЧИТЕЛЬНЫХ ПРОВАЛАХ НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ С РЕЗКОПЕРЕМЕННОЙ НАГРУЗКОЙ

Крапивина Т.С., Янушкевич К.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

ПОДСТАНЦИЯ ГЛУБОКОГО ВВОДА

Баранова Д.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

УСТРОЙСТВО ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110-750 КВ

Белько А.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

ТЕХНОЛОГИЯ QSCR ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ В КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЯХ

Борисова А.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

СПОСОБ УДАЛЕНИЯ ЛЬДА С ПРОВОДОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Радкевич А.А., Малашкевич А.Д., Кушнер Д.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

СПОСОБ УСТАНОВКИ ВСТАВКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА ДЛЯ НУЖД ПРЕДПРИЯТИЙ НА МЕЖГОСУДАРСТВЕННО ЛЭП.

Мацкевич М. О.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛЭП 500КВ И ВЫШЕ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ПОГОДНЫХ УСЛОВИЙ НА КОРОННЫЙ РАЗРЯД

Мороз А.С., Ковалева В.Д., Морозов А.Г

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

ТРАНСФОРМАТОРЫ С ЗАЩИТНЫМ ЭКРАНОМ

Тараканова А.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

ИННОВАЦИОННЫЙ ПРОЕКТ «ТУРБОСФЕРА»

Абрамчук С.А.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОЧАСОВОГО ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

Андронов В.М.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОДНОЦЕПНЫХ КОМПАКТНЫХ ВЛ И ДВУХЦЕПНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ САМОКОМПЕНСИРУЮЩИХСЯ ВЛ

Галтеева Д. В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

ЛИКВИДАЦИЯ ТОКОВЫХ ПЕРЕГРУЗОК В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ПОМОЩЬЮ УПРАВЛЯЕМЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

КОРОЛЬ О. В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР ФУРСАНОВ М.И.

АЛГОРИТМ РАСПОЗНАВАНИЯ ТИПОВЫХ НЕИСПРАВНОСТЕЙ КАБЕЛЯ ПОДЗЕМНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

КУЗНЕЦОВА Е.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР ФУРСАНОВ М.И.

ЭФФЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТОК СВЕРХПРОВОДЯЩИХ ИНДУКТИВНЫХ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ

ЛОСЬ Е.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР ФУРСАНОВ М.И.

УСТРОЙСТВО УПРАВЛЕНИЯ И СБОРА ИНФОРМАЦИИ УУСИ-16

ПОНТУС В.С.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР ФУРСАНОВ М.И.

СВЕРХПРОВОДЯЩИЕ СЕТИ

САВОШИНСКИЙ А.М.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – ПРОФЕССОР, Д.Т.Н. ФУРСАНОВ М.И.

ПРИМЕНЕНИЕ СУПЕРКОНДЕНСАТОРОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ

СПОДА А. Е.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР ФУРСАНОВ М. И.

ВЫРАВНИВАНИЕ СУТОЧНОГО ГРАФИКА НАГРУЗКИ С ПОМОЩЬЮ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ

ТРЕПАШКО А. Н.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР ФУРСАНОВ М.И.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

ВЛАСОВ А. А.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР ФУРСАНОВ М. И.

УМНЫЕ ОПОРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

ЖУКОВИЧ Я.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – Д.Т.Н., ПРОФЕССОР ФУРСАНОВ М. И

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ОПЕРАТИВНОМУ ПЛАНИРОВАНИЮ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОСНОВНОЙ СЕТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

БЕЛЬКО А.И.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К. Т. Н., ДОЦЕНТ ПРОКОПЕНКО В.Г.

РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД АТОМНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ

КРАВЧУК И.А, МАЛЫШЕВ С.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ СТАРЖИНСКИЙ А.Л.

СРАВНЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ «МОСТИКОВОЙ» СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ С ПРИ ЗАМЕНЕ КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ

ЁЧ Э.И.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ СТАРЖИНСКИЙ А.Л.

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ РЕГУЛИРУЮЩИХ И КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

ПИНЧУК Ю.С.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ПРОКОПЕНКО В.Г.

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ КУРСКОЙ АЭС

ГУРКОВ В.В., РОМАНОВИЧ Д.Г.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ СТАРЖИНСКИЙ А.Л.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ТРЕТЬЕЙ ГРУППЫ АТОМНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ

Кулыгин Д. С., Хилевич Р. А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А. Л.

РАСЧЁТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ БАЛАКОВСКОЙ АТОМНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ

Денисевич Т. А., Шелест М. В.

Научный руководитель – к. т. н., доцент Старжинский А. Л.

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Николаенко Я.В.

Научный руководитель – к. т. н., доцент Прокопенко В.Г.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД КОНДЕНСАЦИОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ

Ничипорков И.А., Скурат Д.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 110 КВ.

Савошинский А.М.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ СМОЛЕНСКОЙ АЭС

Мячин А.В., Сибирцев Е.Ю.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ВДОЛЬ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ПЭВМ

Ковалева В.Д.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НАГРУЗКИ И ПЕРЕПАДА НАПРЯЖЕНИЯ НА РЕЖИМ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Малашкевич А. Д., Радкевич А. А., Кушнер Д. А.

Научный руководитель – к. т. н., доцент Старжинский А. Л.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ВДОЛЬ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, СОДЕРЖАЩЕЙ ПРОДОЛЬНУЮ ЕМКОСТНУЮ КОМПЕНСАЦИЮ

Крапивина Т.С., Мацкевич М.О.

Научный руководитель: к. т. н., доцент Старжинский А. Л.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ПОЛУВОЛНОВОЙ ЛИНИИ НА ПЭВМ

Янушкевич К.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ХОЛОСТОГО ХОДА ПРОТЯЖЕННОЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ОСНОВЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА MATLAB

Мороз А.С., Морозов А. Г.

Научный руководитель: к. т. н., доцент Старжинский А. Л.

УСТРОЙСТВО И ВОЗМОЖНОСТИ ВИРТУАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ПРОТЯЖЁННОЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ОСНОВЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА MATLAB

Тараканова А.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А. Л.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Севрук Д.А., Андралойть О.Ю.

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д.А.

ПРОИЗВОДСТВО И ХРАНЕНИЕ ВОДОРОДА

Чернюк Д.В., Мысливец А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д.А.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО УЩЕРБА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Буценко М.А., Кудёлка В.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д.А.

ГЛЮКОНИКА – ЭНЕРГИЯ БУДУЩЕГО

Гулида В. Д.

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д. А.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ТРАДИЦИОННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ИХ ПОСЛЕДСТВИЯ

Журун Е.И., Лазаревич И.А

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д.А.

РАССЕИВАНИЕ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРЕ

Козак С. И., Курьянович С. Д.

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д.А.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА И ХРАНЕНИЯ БИОТОПЛИВА

Михайлюк А.А., Захаревич Р.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д.А.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ И ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Михалевич Н.А., Побегуц А.Д.

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д.А.

ПЛАТА ЗА ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ И ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Новик С.И., Позняк Д.О.

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д.А.

КОНЦЕПЦИЯ ПРИБОРНОГО УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Рудак Д. В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ОТОПЛЕНИЯ.

Верешко В.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

УПРАВЛЯЕМЫЕ ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ

Ёч Э.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ХОЛОДИЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Ковалева В.Д.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННОГО ТРАНСПОРТА

Кушнер Д.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент ПЕТРУША Ю.С.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЙ НАГРЕВА

Пинчук Ю.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА МАЛЫХ ГЭС

Радкевич А.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ В ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ

ТАРАКАНОВА А.И.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – К.Т.Н., ДОЦЕНТ ПЕТРУША Ю.С.

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ ПОДСТАНЦИЙ 110 КВ

ЛИСАЙ И.Г.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ГАПАНЮК С.Г.

МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ. МЕТОДИКА РАСЧЕТА

ВЛАСОВ А. А.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ГАПАНЮК С. Г.

**ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА POWERWORLD SIMULATOR ДЛЯ РАСЧЁТА
УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ**

ГОЛУБ Я.В., ЧУМАЧЕНКО М.А.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – М.Т.Н., СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ВОЛКОВ А.А.

РАСЧЕТ УСТОЙЧИВОСТИ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ

БЕЛОВ П.С.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – М.Т.Н., СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ВОЛКОВ А.А.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ШУНТА ПРИ НЕСИММЕТРИЧНОМ КОРОТКОМ
ЗАМЫКАНИИ И ПРЕДЕЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ОТКЛЮЧЕНИЯ ПОВРЕЖДЕННОЙ ЛИНИИ
ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ**

МОСКАЛЁВ Н.В.

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ – М.Т.Н., СТАРШИЙ ПРЕПОДАВАТЕЛЬ ВОЛКОВ А.А.

УДК.621.321

ОСНОВНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ КОНСТРУКЦИИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Саракваша А.С.

Научный руководитель - старший преподаватель Петрашевич Н.С.

Для начала стоит дать определение кабельной линии. Кабельная линия — линия, предназначенная для передачи электроэнергии, отдельных её импульсов или оптических сигналов и состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей (проводов, токопроводов) с соединительными, стопорными и конечными муфтами (уплотнениями) и крепежными деталями проложенная, согласно требованиям технической документации в коробах, гибких трубах, на лотках, роликах, тросах, изоляторах, свободным подвешиванием, а также непосредственно по поверхности стен и потолков и в пустотах строительных конструкций или другим способом.

С середины 80-х годов в отечественной кабельной технике велись разработка и внедрение в производство прогрессивных кабельных изделий — силовых кабелей высокого напряжения с пластмассовой изоляцией, силовых и контрольных кабелей пониженной горючести, оптических кабелей и др.

Для прокладки по сложным подземным трассам с большим числом пересечений с инженерными коммуникациями и сооружениями созданы кабели 110 кВ с дополнительной профильной оболочкой из полиэтилена. Разработаны и изготовлены кабели с пластмассовой изоляцией, и арматура к ним на напряжение 220 кВ.

Для АЭС разработаны силовые и контрольные кабели, не распространяющие горение, с изоляцией из поливинилхлоридного пластика пониженной горючести. На напряжение 1—10 кВ освоен выпуск специальных силовых кабелей, не распространяющих горение, на основе обычных кабелей с пропитанной бумажной изоляцией в алюминиевой оболочке. Благодаря наличию в подушке под броней слоя из стеклопряжи и брони из двух стальных оцинкованных бронелент кабели сохраняют работоспособность при воздействии огня в течение не менее 20 мин. Завершены также работы по созданию кабелей с низким дымо- и газовыделением при горении.

Для АЭС созданы специальные терморadiационностойкие силовые, контрольные и измерительные кабели, монтажные провода и кабельная арматура (термоусаживаемые трубки и перчатки), которые могут применяться в облучаемой зоне АЭС. В этих изделиях используются материалы неорганические (стекловолоконный и пресс-волоконный порошки оксида магния) и органические (радиационноштитые композиции полиолефинов).

Для агропромышленного комплекса электротехническая промышленность освоила выпуск кабелей АПВГ-с и АВВГ-с на напряжение до 660 В с сечением жил до 50 мм², предназначенных для прокладки в земле и в воздухе. Освоен выпуск кабелей с повышенной температурой нагрева жил сечением от 2,5 до 240 мм² и сечением нулевой жилы до 50% сечения основных жил. Для дождевальных установок созданы комбинированные кабели, содержащие силовые и контрольные жилы.

Силовые кабели состоят из следующих основных элементов: токопроводящих жил, изоляции, оболочек и защитных покровов. Кроме основных элементов в конструкцию кабеля могут входить экраны, жилы защитного заземления и заполнители.

Силовые кабели различают: по роду металла токопроводящих жил — кабели с алюминиевыми и медными жилами; по роду материалов, которыми изолируются токоведущие жилы, — кабели с бумажной, с пластмассовой и резиновой изоляцией; по роду защиты изоляции жил кабелей от влияния внешней среды — кабели в металлической, пластмассовой и резиновой оболочке; по способу защиты от механических повреждений — бронированные и небронированные; по количеству жил — одно-, двух-, трех-, четырех- и пятижильные.

Каждая конструкция кабелей имеет свои обозначение и марку. Марка кабеля составляется из начальных букв слов, описывающих конструкцию кабеля.

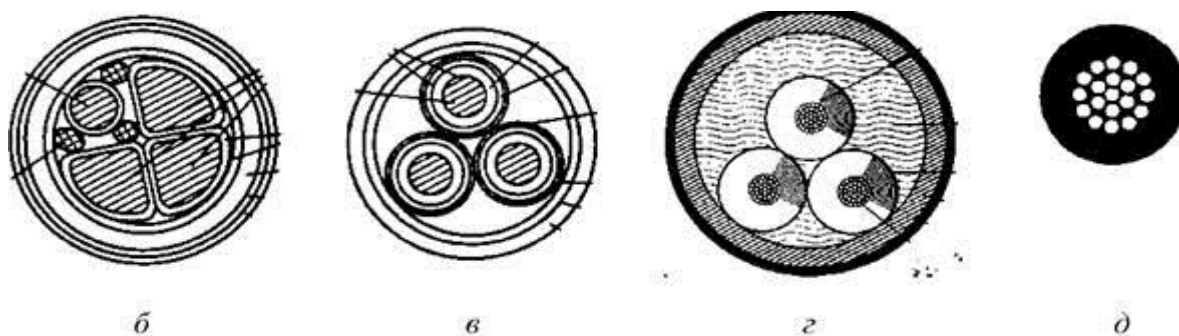


Рисунок 1. Силовые кабели

Четырехжильный кабель напряжением 380 В содержит элементы: 1 - токопроводящие фазные жилы; 2 - бумажная фазная и по-ясная изоляция; 3 - защитная оболочка; 4 - стальная броня; 5 - защитный по-кров; 6 - бумажный наполнитель; 7 - нулевая жила.

Трехжильный кабель с бумажной изоляцией напряжением 10 кВ содержит элементы: 1 - токоведущие жилы; 2 - фазная изоля-ция; 3 - общая поясная изоляция; 4 - защитная оболочка; 5 - подушка под броней; 6 - стальная броня; 7 - защитный покров; 8 - заполнитель.

Трехжильный кабель напряжением 35 кВ изображен на рис. 3.13, в. В него входят: 1 - круглые токопроводящие жилы; 2 - полупроводящие эк-раны; 3 - фазная изоляция; 4 - свинцовая оболочка; 5 - подушка; 6 - заполни-тель из кабельной пряжи; 7 - стальная броня; 8 - защитный покров.

Токопроводящие жилы являются проводниками электрического тока. Силовые кабели имеют основные и нулевые жилы. Трехжильные кабели имеют только основные жилы, а четырехжильные — три основные и одну нулевую. Основные жилы используются для передачи электрической энергии, а нулевые — для прохождения разности токов фаз при их неравномерной нагрузке. Нулевые жилы присоединяются к нейтрали источника тока.

Токопроводящие жилы силовых кабелей изготавливают из алюминия и меди однопроволочными и многопроволочными. По форме жилы выполняют круглыми, секторными или сегментными (Рисунок 1).

Алюминиевые жилы кабелей до 35 мм² включительно изготавливают однопроволочными, 50—240 мм² — однопроволочными или многопроволочными, 300—800 мм² — многопроволочными.

Медные жилы до 16 мм² включительно изготавливают однопроволочными, 25 — 95 мм² — однопроволочными или многопроволочными, 120 — 800 мм² — многопроволочными.

Нулевая жила или жила защитного заземления, как правило, имеет сечение, уменьшенное по сравнению с основными жилами. Она бывает круглой, секторной.

Изоляция обеспечивает необходимую электрическую прочность токопроводящих жил по отношению друг к другу и к заземленной оболочке (земле). Применяется бумажная, резиновая и пластмассовая (поливинилхлоридная и полиэтиленовая) изоляция.

Изоляция, наложенная на жилу кабеля, называется изоляцией жилы. Изоляция, наложенная поверх изолированных скрученных или параллельно уложенных жил многожильного кабеля, называется поясной. Бумажная изоляция кабелей пропитывается вязкими пропиточными составами (маслоканифольными или электроизоляционными синтетическими).

Недостатком кабелей с вязким пропиточным составом является крайне ограниченная возможность прокладки их по наклонным трассам.

Для прокладки по вертикальным и крутонаклонным трассам без ограничения разности уровней изготавливают кабели с бумажной изоляцией, пропитанной особым составом на основе церезина или полиизобутилена. Этот состав имеет повышенную вязкость, вследствие чего при нагреве кабеля, проложенного вертикально или по крутонаклонной трассе, он не

стекает вниз. Поэтому кабели с такой изоляцией можно прокладывать на любую высоту, так же, как и кабели с пластмассовой и резиновой изоляцией.

Резиновая изоляция выполняется из сплошного слоя резины или из резиновых лент с последующей вулканизацией. Силовые кабели с резиновой изоляцией применяют в сетях переменного тока до 1 кВ и постоянного тока до 10 кВ.

Силовые кабели с пластмассовой изоляцией имеют изоляцию из поливинилхлоридного пластика в виде сплошного слоя или из композиций полиэтилена. Все большее применение находят кабели с изоляцией из самозатухающего (не поддерживающего горения) и вулканизированного полиэтилена.

Экраны применяют для защиты внешних цепей от влияния электромагнитных полей токов, проходящих по кабелю, и для обеспечения симметрии электрического поля вокруг жил кабеля. Экраны выполняют из полупроводящей бумаги и алюминиевой или медной фольги.

Заполнители необходимы для устранения свободных промежутков между конструктивными элементами кабеля с целью герметизации, придания необходимой формы и механической устойчивости конструкции кабеля. В качестве заполнителей применяют жгуты из бумажных лент или кабельной пряжи, нити из пластмассы или резины.

Оболочки. Алюминиевая, свинцовая, стальная гофрированная, пластмассовая и резиновая негорючая (найритовая) оболочки кабеля предохраняют внутренние элементы кабеля от разрушения влагой кислотами, газами и т. п.

Алюминиевую оболочку силовых кабелей на напряжение до 1 кВ допускается использовать в качестве четвертой (нулевой) жилы в четырехпроводных сетях переменного тока с глухозаземленной нейтралью за исключением установок со взрывоопасной средой и установок, в которых ток в нулевом проводе при нормальных условиях составляет более 75 % тока в фазной жиле.

Защитные покровы. Так как оболочки кабелей могут повреждаться и даже разрушаться от химических и механических воздействий, их покрывают защитными покровами.

Защитные покровы предохраняют оболочки кабеля от внешних воздействий (коррозии, механических повреждений). К ним относятся подушка, бронепокров и наружный покров. В зависимости от конструкции кабеля применяют один, два или три защитных покрова.

Подушка накладывается на экран или оболочку для их защиты от коррозии и повреждения лентами или проволоками брони. Подушка выполняется из слоев пропитанной кабельной пряжи, поливинилхлоридных, полиамидных и других равноценных лент, крепированной бумаги, битумного состава или битума.

Для защиты от механических повреждений оболочки кабелей обматывают в зависимости от условий эксплуатации стальной ленточной или проволоочной броней. Проволочную броню выполняют из круглых или плоских проволок. Броня из плоских стальных лент защищает кабели только от механических повреждений. Броня из стальных проволок помимо этого воспринимает также и растягивающие усилия. Эти усилия возникают в кабелях при вертикальной прокладке кабелей на большую высоту или по крутонаклонным трассам.

Для предохранения брони кабелей от коррозии ее покрывают наружным покровом, выполненным из слоя кабельной или стеклянной пряжи, пропитанной битумным составом, а в некоторых конструкциях поверх слоев пряжи и битума накладывают выпрессованный поливинилхлоридный или полиэтиленовый шланг.

Литература

1. Кабельные линии - Монтаж электрических установок [Электронный ресурс]. -Режим доступа: <http://forca.ru/knigi/arhiv/montazh-elektricheskikh-ustanovok-57.html>. - Дата доступа: 17.09.2017.
2. Кабельные линии электропередачи [Электронный ресурс]. - Режим доступа: <https://studopedia.org/4-95784.html>. - Дата доступа 17.09.2017.

УДК 629.735

ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ И ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛНЕНИЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ С ИЗОЛИРОВАННЫМИ ПРОВОДАМИ

Дроздовская Е.В, Морозова А.Э, Рыжков Н.С

Научный руководитель - старший преподаватель Петрашевич Н.С.

Воздушные линии электропередачи используют для изоляции тоководов диэлектрические свойства воздуха окружающей их атмосферы. При этом учитывается то, что его удельное сопротивление меняется в зависимости от погоды, температуры, влажности и других параметров. Чтобы исключить эти факторы выбирается оптимальное расстояние между проводами для каждого вида напряжения. С увеличением его значения возрастает безопасное удаление проводов друг от друга.

Поскольку потенциал каждого токовода может стекать на землю, то провода фаз также удаляются от поверхности земли. Однако, на практике их поднимают значительно выше потому, что под ними могут проходить или работать люди, передвигаться транспортные средства, размещаться хозяйственные постройки. Все это учитывается конструкцией опоры, на которой закрепляются провода.

Кроме выбора воздушной дистанции между проводами и землей необходимо закрепить тоководы на мачтах так, чтобы не нарушить их электрическое сопротивление. Ведь материалы, используемые для опор (дерево и бетон при влажной погоде, а металлические конструкции при любых обстоятельствах), являются хорошими проводниками электрического тока.

Для закрепления открытых проводов на мачтах опор используются специальные конструкции, которые называют изоляторами. Их изготавливают из прочного диэлектрического материала. Чаще всего выбирают специальные сорта фарфора, стекла или реже — пластических масс.

Конструкция отдельного вида фарфоровых штыревых изоляторов показана на рисунке 1.



Рисунок 1. Конструкция фарфоровых штыревых изоляторов

Изолятор, показанный слева, выполнен из цельного куска фарфора. А правый — из двух составных частей.

По способу крепления к мачте изоляторы подразделяют на:

- штыревые конструкции, которые крепят на металлическом штыре, установленном на траверсе в вертикальном положении;
- подвесные устройства, подвешиваемые на мачте;
- натяжные модели, закрепляемые в горизонтальной плоскости для противодействия силам натяжения.

Все они изготавливаются на работу при определенном классе напряжения на линии. В то же время они воспринимают значительные механические усилия в вертикальном и горизонтальном направлениях, создаваемые прикрепленными к ним проводами при любых погодных условиях.

Шквальные порывы ветра, даже в сочетании со снежными наростами и наледью не должны нарушить механическую прочность изоляторов и проводов, а продолжительный дождь и даже ливень — не нарушить их электрическое сопротивление. Ибо, в противном случае, возникнет аварийный режим, ликвидация которого потребует огромных затрат.

Ниже (рис.2) приведен пример закрепления открытых проводов однофазной линии 220 вольт на траверсе мачты опоры при подключении уличного осветительного прибора с помощью фарфоровых штыревых изоляторов.

Штыревые изоляторы на ВЛ-0,2 кВ для подключения светильника уличного освещения



Рисунок 2. Штыревые изоляторы на ВЛ-0.2 кВ для подключения светильника уличного освещения

Этот способ широко используется при освещении дорог, тротуаров, участков территории. Материал такого изолятора выдерживает механические усилия от:

- натяжения проводов, действующие в горизонтальной плоскости по оси ЛЭП;
- веса подвешенной на них конструкции, работающие на сжатие изолятора.

Такие же конструкции применяются на линиях 0.4 кВ.

Опорные изоляторы на воздушной линии 0,4/0,2 кВ

Рисунок 3. Опорные изоляторы на воздушной линии 0.4/0.2 кВ

На воздушных ЛЭП с напряжением до 35 кВ включительно сейчас идет замена открытых металлических проводов с самонесущими изолированными конструкциями.

При их использовании применяются не фарфоровые или стеклянные изоляторы, а система крепления на тросах и растяжках, показанная на рисунке 4.

Крепление самонесущих изолированных проводов ВЛ-0,4 кВ на траверсе воздушной опоры

Рисунок 4. Крепление самонесущих изолированных проводов ВЛ-0.4 кВ

На опорах, где соединяются открытые провода и самонесущие конструкции, используется оба вида крепления.

Штыревые фарфоровые изоляторы на опорах ВЛ-0,4 кВ с открытыми и самонесущими изолированными проводами



Рисунок 5. Штыревые фарфоровые изоляторы на опорах ВЛ-0,4 кВ с открытыми и самонесущими изолированными проводами

С увеличением напряжения, приложенного к воздушной ЛЭП, возрастают габариты изоляторов, их диэлектрические свойства. На ВЛ-10 кВ работают более мощные изоляторы.

Штыревые фарфоровые изоляторы на ВЛ-10 кВ

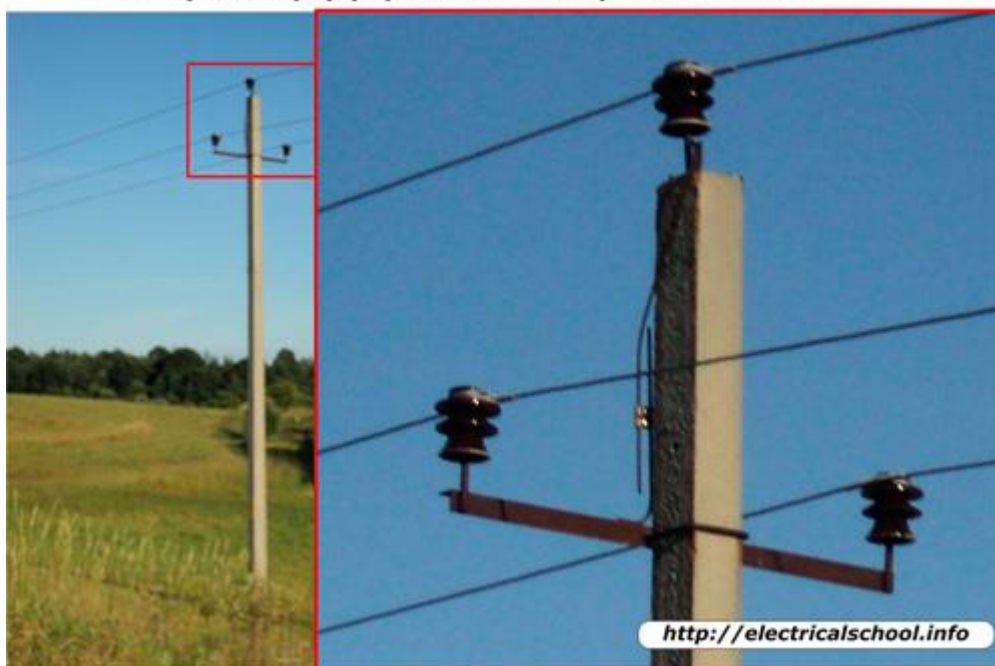


Рисунок 6. Штыревые фарфоровые изоляторы на ВЛ-10 кВ

Для восприятия горизонтальных усилий натяжения проводов в местах поворота линий, например, для обхода водоемов, применяются натяжные изоляторы, которые могут состоять из гирлянд.

На рисунке 7 показано комбинированное использование опорных и натяжных изоляторов на усиленной поворотной опоре ВЛ-10 кВ.

Натяжные гирлянды изоляторов на ВЛ-10 кВ

Рисунок 7. Натяжные гирлянды изоляторов на ВЛ- 10 кВ

Такие же конструкции устанавливают на опорах с разъединителями. Опорные изоляторы обеспечивают работу подвижных ножей и стационарно закрепленных контактов разъединителя, а натяжные — воспринимают тянущие усилия проводов.

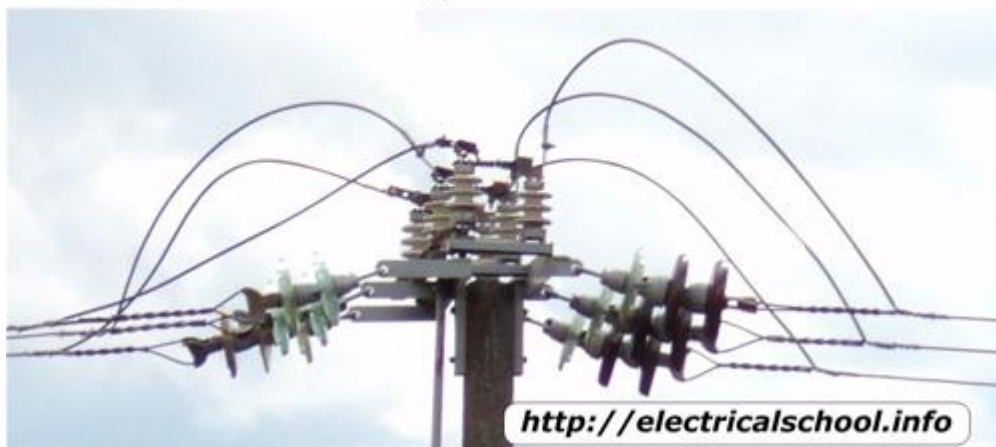
Штыревые опорные изоляторы разъединителя и натяжные воздушной линии 25 кВ

Рисунок 8. Штыревые опорные изоляторы разъединителя

Концы воздушных линий соединяются с трансформаторными вводами, расположенными на подстанциях.

Места подключения проводов ЛЭП к оборудованию высоковольтного открытого распределительного устройства 110-кВ защищаются более сложными конструкциями опорных изоляторов, выдерживающих значительные электрические и механические нагрузки. Они удаляют тоководы от опор еще на большее расстояние.

Опорные изоляторы на подстанции 330 кВ отдалают провода и шины от оборудования на еще большую высоту.

Во время эксплуатации электрооборудования оценка состояния диэлектрических слоев производится:

- постоянно;
- периодически.

Постоянный анализ качества изоляции в автоматическом режиме осуществляют специальные устройства контроля. Они настроены таким образом, что замеряют очень малую в нормальном режиме величину токов утечек. Когда возникает нарушение

диэлектрического слоя, то эти токи возрастают, а момент их перехода через критическое значение фиксируется релейной токовой схемой с выдачей команды на сигнализацию для оповещения оперативного персонала.

Периодический контроль состояния изоляции электрооборудования, включая линии электропередач, возложен на специально сформированные электрические лаборатории, осуществляющие высоковольтные проверки в виде измерений и испытаний специализированными передвижными или стационарными установками.

Технический персонал таких лабораторий в энергосистеме выделен в отдельные подразделения, называемые службой изоляции. Она под руководством начальника занимается плановыми испытаниями действующего энергетического оборудования и линий электропередач и обязана перед каждым вводом любых устройств, на которых проводились профилактические работы с разборкой схемы, представлять письменное заключение о готовности вводимого участка к выдерживанию изоляцией высоковольтной нагрузки.

Литература

1. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети: Учебник/ Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев-Мн.: УП «Технопринт», 2004. - 720 с.
2. Правила устройства электроустановок. М.//«Энергия»-1966. - С.464
3. Школа для электрика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electricalschool.info/main/vl/1587-izoljacija-linijj-jelektroperedachi.html>. – Дата доступа: 17.04.2018.

УДК.621.321

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Флерко М.В., Марутик Н.М.

Научный руководитель – старший преподаватель Петрашевич Н.С.

Компенсирующие устройства – устройства, предназначенные для достижения необходимых параметров реактивной мощности в сети.

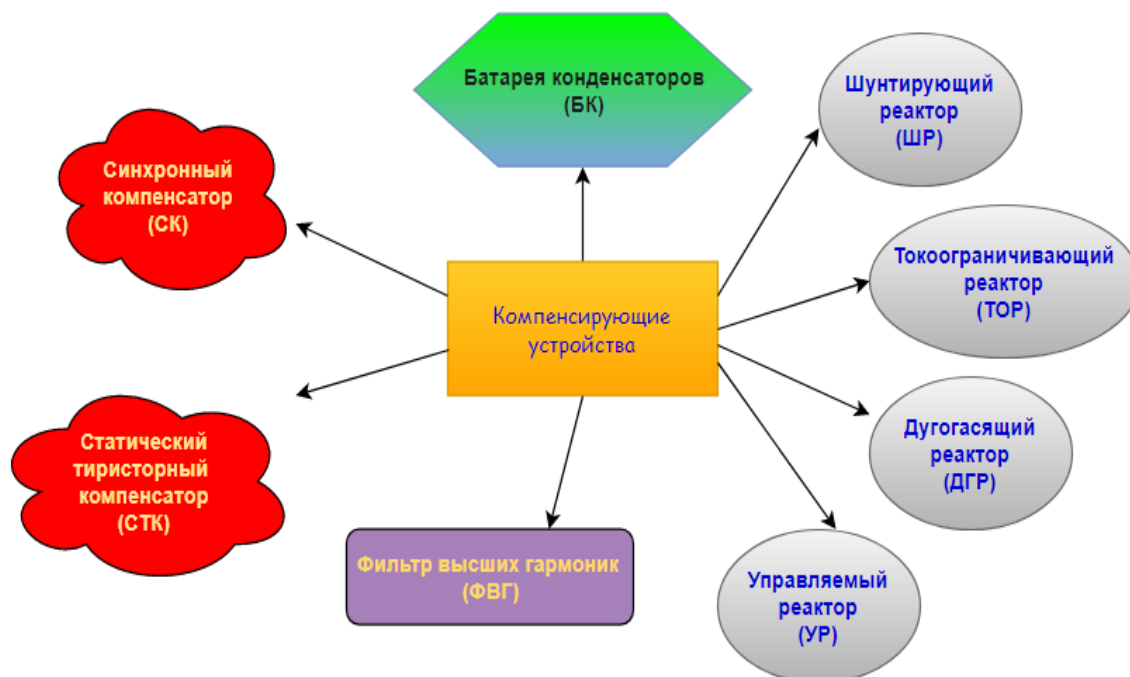


Рисунок 1. Типы компенсирующих устройств

Дугогасящий реактор - электрический аппарат, предназначенный для компенсации емкостных токов в электрических сетях с изолированной нейтралью, возникающих при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ). Их включают в нейтраль трёхфазного трансформатора сетей 6, 10, 35 кВ.

Из-за распределённой по линии электропередач или кабелю ёмкости, при ОЗЗ в месте повреждения изоляции возникает ёмкостный ток. Если он превышает 20—30 А, возникает электрическая дуга, горение которой разрушает изоляцию и проводник кабеля, что может приводить к переходу ОЗЗ в двух- или трёхфазное замыкание.

Во время ОЗЗ ёмкостный ток суммируется в месте замыкания с равным ему и противоположным по фазе индуктивным, что препятствует возникновению электрической дуги и шагового напряжения. Токоведущие цепи остаются неповреждёнными, потребители продолжают снабжаться электроэнергией.

Токоограничивающий реактор - электрический аппарат, предназначенный для ограничения ударного тока короткого замыкания. Включается последовательно в цепь, ток которой нужно ограничивать и работает как индуктивное (реактивное) дополнительное сопротивление, уменьшающее ток и поддерживающее напряжение в сети при коротком замыкании, что увеличивает устойчивость генераторов и системы в целом.

При коротком замыкании ток в цепи значительно возрастает по сравнению с током нормального режима. Значения максимального ударного тока короткого замыкания рассчитывается по формуле:

$$i_m = 2,54 I_H \frac{100\%}{x_p}, \quad (1)$$

где I_H — номинальный ток сети, А;

X_p — реактивное сопротивление реактора, Ом.

В высоковольтных сетях токи короткого замыкания могут достигать таких величин, что подобрать установки, которые смогли бы выдержать электродинамические силы, возникающие вследствие протекания этих токов, не представляется возможным. Для ограничения тока короткого замыкания применяют токоограничивающие реакторы, которые при коротком замыкании также поддерживают на сборных шинах питания достаточно высокое напряжение (за счёт большего падения на самом реакторе), что необходимо для нормальной работы других нагрузок.

Шунтирующие реакторы (ШР) — представляют собой индуктивную катушку с малым активным сопротивлением, намотанную на магнитопровод. Они могут только потреблять из сети индуктивную реактивную мощность. ШР устанавливаются в сетях 500 кВ и выше (номинальное напряжение ШР доходит до 750 кВ), как правило для потребления излишней зарядной мощности. Подключение выполняют к началу и концу линии, иного и в промежуточных токах.

Мощность ШР:

$$Q_p = U^2 b_p, \quad (2)$$

где b_p — реактивная, индуктивная по характеру, проводимость реактора.

Из формулы видно, что потребляемая мощность зависит от напряжения. Таким образом, при повышении напряжения, если в сети будет избыток реактивной мощности, ШР увеличит потребляемую мощность и снизит напряжение.

Потери активной мощности в ШР 0.2-0.4 % от его реактивной мощности.

Управляемые реакторы — электромагнитная система, магнитопровод которой подмагничивается постоянным током. Изменение мощности реактора в широких пределах обеспечивается за счёт изменения насыщения стали магнитным потоком и соответствующего изменения магнитной проницаемости магнитопровода. Мощность, необходимая для управления состоянием магнитопровода, составляет около 1 % номинальной мощности УР.

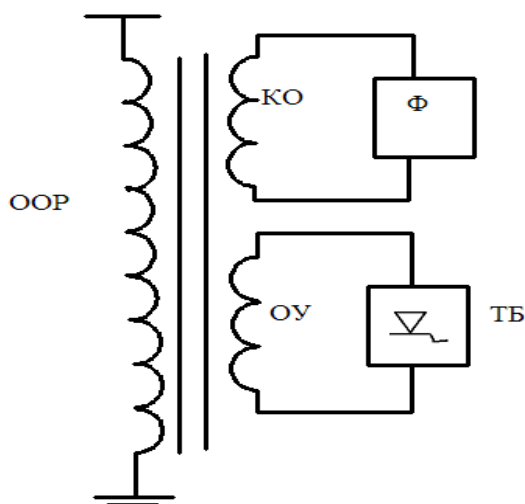


Рисунок 2. Принципиальная схема управляемого реактора

Принцип работы.

Подмагничивающий поток может создаваться как от постороннего источника постоянного тока и специальной обмотки, так и путем создания искусственных контуров замыкания постоянного тока в рабочей обмотке с помощью тириستоров. Здесь ООР — основная обмотка реактора, ОУ — обмотка управления, ТБ — тиристорный блок, КО — компенсационная обмотка, Ф — фильтр высших гармоник.

Управляемые реакторы могут быть подключены непосредственно к линии электропередачи либо к шинам подстанции. В случае компактных ВЛ благодаря

повышенной натуральной мощности можно создавать электропередачи, работающие только в режиме $P < P_{нат}$. Тогда возникающий избыток реактивной мощности (зарядной) может компенсироваться управляемыми реакторами. При использовании УР на П/С они могут быть подключены к нерегулируемой БК. В результате возникает КУ с регулируемой результирующей мощностью. В случае подключения УР к линии он может одновременно использоваться для ограничения возникающих перенапряжений.

Батарея конденсаторов (БК) — представляет собой устройство, собранное из параллельно или последовательно подключенных конденсаторов, предназначенное для

обеспечения необходимой реактивной мощности, напряжения сети и увеличения пропускной способности линии.

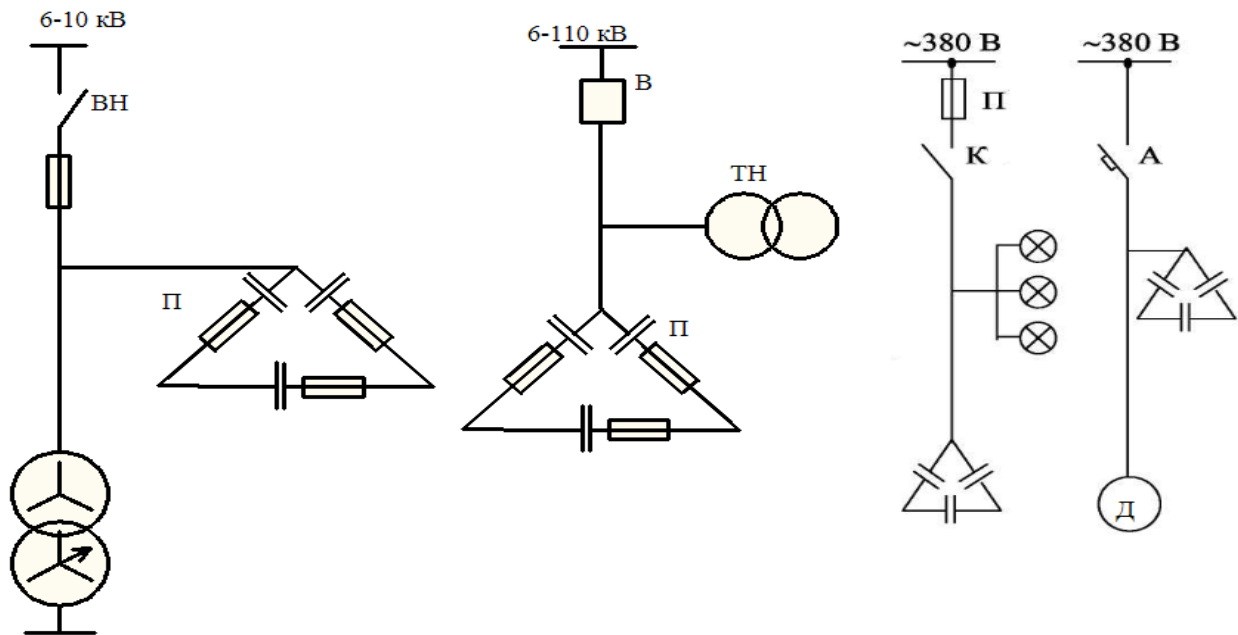


Рисунок 3. Схемы подключения БК к сети.

Конденсаторы, из которых собирают БК выпускают на номинальное напряжение 0.22-10.5 кВ единичной мощностью 10...125 квар. В электрических сетях БК используют при напряжениях от 0.38 до 110 кВ (особенно широко в сетях промпредприятий). Для подключения к сети БК, их фазы соединяют по схеме звезда или треугольник. К сети 1 кВ БК подключают с помощью выключателей В или выключателей нагрузки ВН, а к сети до 1 кВ - с помощью автоматов А или контакторов К. Для защиты от сверхтоков в цепях конденсаторов устанавливают предохранители П.

При отключении БК от сети на ней сохраняется электрический заряд. После размыкания цепи разряд конденсаторов происходит через диэлектрик или, для более быстрого доступа обслуживающего персонала к отключенной БК, зарядные сопротивления (трансформаторы напряжения ТН, силовые трансформаторы Т, специальные разрядные сопротивления С (например, лампы накаливания), обмотки двигателей Д).

Батареи конденсаторов могут быть продольной и поперечной компенсации.

БК поперечной компенсации устанавливаются в узлах нагрузки и служат для выдачи реактивной мощности, необходимой потребителям.

БК продольной компенсации применяются для уменьшения реактивного (индуктивного) сопротивления сети. Они рассматриваются как средства повышения предела передаваемой мощности в электропередачах высоких напряжений с высоким индуктивным сопротивлением. Иногда их используют в распределительных сетях для снижения потери напряжения с целью обеспечения необходимых отклонений напряжения у потребителей

$$\Delta U = \frac{P \cdot R_c + Q \cdot (X_c - X_k)}{U_H}, \quad (3)$$

где P - Величина активной мощности в начале участка сети

R_c - Активное сопротивление участка сети

Q - Величина реактивной мощности в начале участка сети

X_c - Реактивное сопротивление участка сети

X_k – Реактивное сопротивление БК продольной компенсации

U_H - Номинальное напряжение сети

Статический тиристорный компенсатор (СТК) – это устройство, в котором в цепь БК или реактора встречно-параллельно включаются тиристоры. Путем последовательного и параллельного соединения отдельных тириستоров можно получить требуемое напряжения и мощность устройства.

При полностью открытых тиристорах ток в цепи реактора или БК – максимальный. Изменения угла управления тиристорами ток в цепях реактора и БК можно уменьшить до нуля.

СТК разрабатываются в двух основных модификациях: для промышленных установок

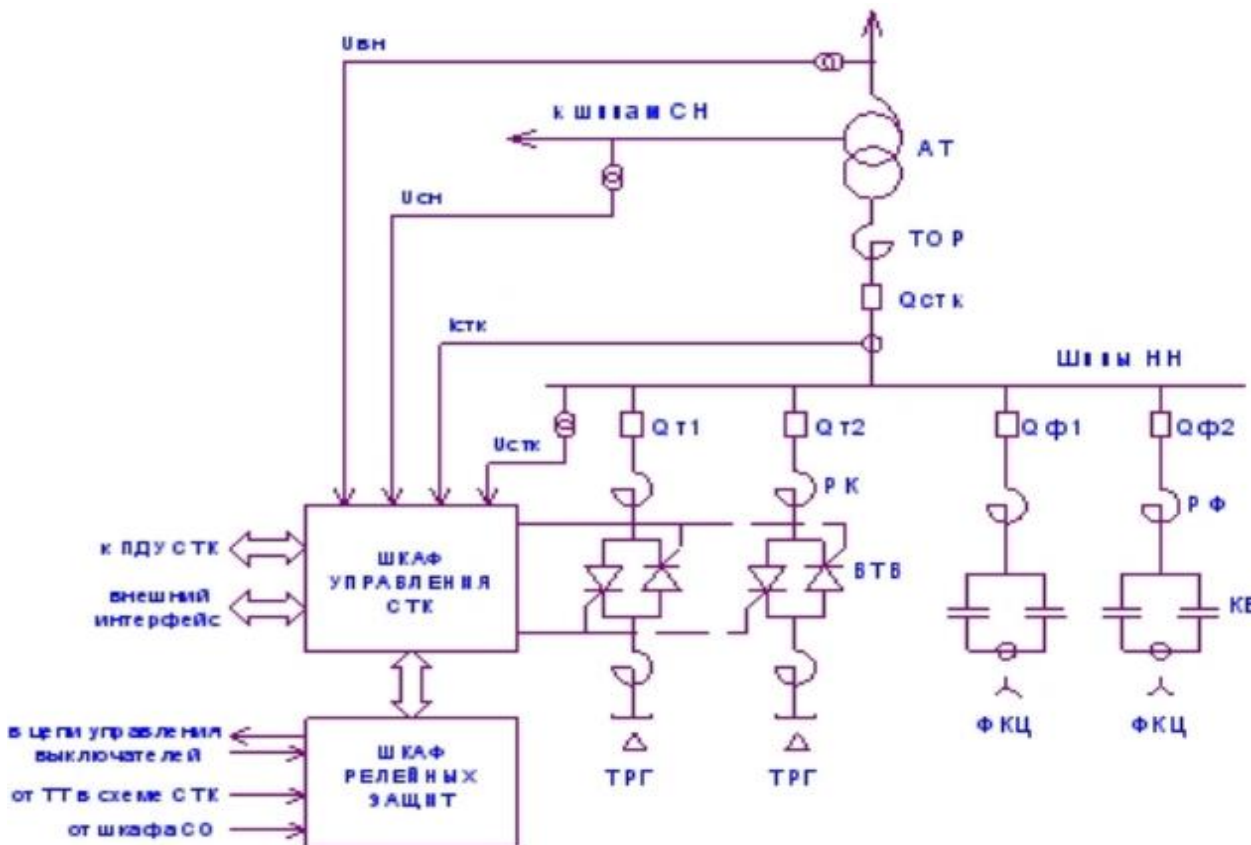


Рисунок 4. Типовая схема СТК для ЛЭП

типа дуговых сталеплавильных печей (ДСП) и тиристорных приводов прокатных станов и для высоковольтных линий электропередачи. Также есть специальное исполнение СТК для применения на тяговых подстанциях электрифицированных железных дорог.

К эффектам от использования СТК относятся следующие:

- повышение коэффициента мощности $\cos\varphi$
- снижение потерь при передаче и распределении электроэнергии
- снижение загрузки оборудования передачи и распределения электроэнергии
- снижение влияния высших гармонических составляющих тока и напряжения
- улучшение производственных показателей, стабилизация технологического процесса
- увеличение надежности работы электрических сетей
- увеличение срока службы энергетического оборудования.

Фильтр высших гармоник (ФВГ) – устройства, предназначенные для ограничения выхода высших гармоник тока от преобразовательных установок в сеть переменного тока. Такие установки используются прежде всего на преобразовательных П/С электропередач постоянного и на промпредприятиях с технологиями на постоянном токе.

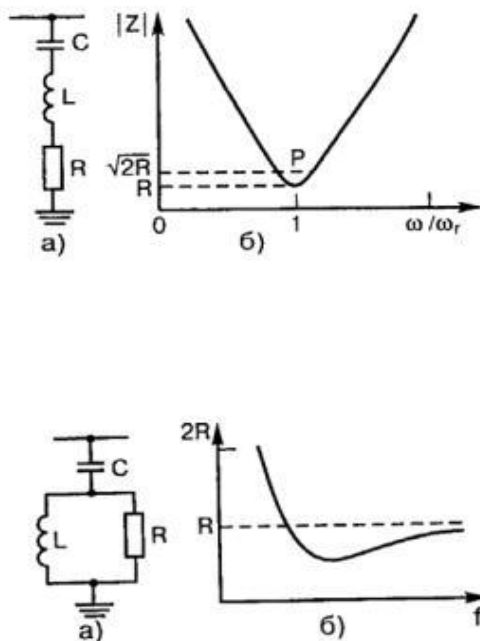
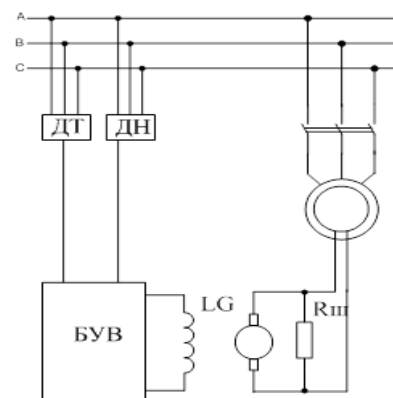


Рисунок 5. Схема фильтров высших гармоник.



ДТ – датчик тока
ДН – датчик напряжения
БУВ – блок управления возбуждением
LG – обмотка возбуждения генератора
Rш – шунтирующее

Рисунок 6. Принципиальная схема СК

Принцип работы фильтра следующий: цепочку с параметрами L и C настраивают на резонансную частоту n -ой гармоники. Тогда эта цепочка будет представлять собой КЗ для n -ой гармоники тока, в результате чего напряжение на шинах П/С не будет содержать этой гармоники.

Так как кроме n -ой гармоники по ФВГ будет течь и ток основной гармоники, в результате чего в сеть будет генерироваться реактивная мощность, следовательно, он может служить одновременно и в роли источника реактивной мощности относительно сети переменного тока.

Синхронные компенсаторы (СК) – это синхронные двигатели, работающие вхолостую без механической нагрузки на валу. В зависимости от тока возбуждения они могут как потреблять (режим перевозбуждения СК), так и выдавать (режим недовозбуждения СК) реактивную мощность.

В эксплуатации находятся СК мощностью до 160 Мвар. Их устанавливают, как правило на крупных районных подстанциях. Часть их подключена к обмотке НН автотрансформаторов, которые потребляют значительную реактивную мощность.

В СК возможно плавное и автоматическое регулирование, а также выдаваемая мощность не зависит от напряжения в сети. При снижении или увеличении напряжения выдаваемую мощность можно регулировать, изменяя ЭДС. Потери на вращение механических частей составляют 1.5...3% от номинальной мощности при номинальной нагрузке и до 5...8% при сниженной нагрузке.

Литература

Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети: Учебник/ Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев-Мн.:УПК«Технопринт»,2004.-720с.

УДК.621.321

КЛАССИФИКАЦИЯ И МАРКИРОВКА СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ

Хорошко А.Д., Михалёнок А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Петрашевич Н.С.

Силовые кабели удобно классифицироваться по номинальному напряжению, на которые они рассчитаны. Классификационными признаками могут служить также вид изоляции и конструктивные особенности кабелей.

Все силовые кабели по номинальному рабочему напряжению можно условно разделить на две группы. В группу низкого напряжения включены кабели, предназначенные для работы в электрических сетях с изолированной нейтралью переменного напряжения 1, 3, 6, 10, 20 и 35 кВ частотой 50 Гц. Эти же кабели могут быть использованы с заземленной нейтралью и в сетях постоянного тока. Такие кабели выпускаются с бумажной пропитанной, пластмассовой и резиновой изоляцией, причем наиболее перспективным видом изоляции является пластмассовая. Кабели с пластмассовой изоляцией более просты в изготовлении, удобны при монтаже и эксплуатации.

Производство силовых кабелей с пластмассовой изоляцией в настоящее время значительно расширяется. Силовые кабели с резиновой изоляцией выпускаются в ограниченном количестве. Кабели низкого напряжения в зависимости от назначения выпускаются в одножильном, двухжильном, трехжильном и четырехжильном исполнении. Одножильные и трехжильные кабели используются в сетях напряжением 1-35 кВ, двух- и четырехжильные кабели используются в сетях напряжением до 1 кВ.

Четырехжильный кабель предназначен для четырехпроводных сетей переменного напряжения. Четвертая жила в нем является заземляющей или зануляющей, поэтому ее сечение, как правило, меньше сечения основных жил. Однако при прокладке кабелей во взрывоопасных помещениях и в некоторых других случаях сечение четвертой жилы выбирается равным сечению основных жил.

В группу кабелей высокого напряжения включены кабели, предназначенные для работы в сетях переменного напряжения 110, 220, 330, 380, 500, 750 кВ и выше, а также кабели постоянного напряжения от +100 до +400 кВ и выше. Основная масса кабелей высокого напряжения в настоящее время изготавливается с пропитанной маслом бумажной изоляцией - это маслонаполненные кабели низкого и высокого давления. Высокая электрическая прочность изоляции этих кабелей обеспечивается избыточным давлением масла в них. Однако за рубежом получили также распространение газонаполненные кабели, в которых используется газ, как в виде изолирующей среды, так и для создания избыточного давления в изоляции. Кабели высокого напряжения с пластмассовой изоляцией являются наиболее перспективными.

Маркировка силовых кабелей обычно включает буквы, обозначающие материал, из которого изготовлены жилы, изоляция, оболочка, и тип защиты покрова(рис.1). Маркировка кабелей высокого напряжения отражает также особенности его конструкции.

Медные токопроводящие жилы в маркировке кабелей не отмечаются специальной буквой, алюминиевая жила обозначается буквой А, стоящей в начале маркировки. Следующая буква маркировки кабеля обозначает материал изоляции, причем бумажная пропитанная изоляция не имеет буквенного обозначения, полиэтиленовая изоляция обозначается буквой П, поливинилхлоридная - буквой В, а резиновая изоляция - буквой Р. Далее следует буква, соответствующая типу защитной оболочки: А - алюминиевая, С - свинцовая, П - полиэтиленовый шланг, В - оболочка из поливинил хлорида, Р - резиновая оболочка. Последние буквы обозначают тип защитного покрова.

Например, кабель марки СГ имеет медную жилу, бумажную пропитанную изоляцию, свинцовую оболочку, защитные покровы отсутствуют. Кабель марки АПаШВ имеет алюминиевую жилу, изоляцию из полиэтилена, алюминиевую оболочку и шланг из поливинилхлоридного пластика.

Маслонаполненные кабели в своей маркировке содержат букву М (в отличие от газонаполненных - буква Г), а также букву, обозначающую характеристику давления масла в кабеле и связанные с этим особенности конструкции. Например, кабель марки МНС - это кабель маслонаполненный, низкого давления, в свинцовой оболочке с упрочняющим и защитным покровом или кабель марки МВДТ - маслонаполненный кабель высокого давления в стальном трубопроводе.



Рисунок 1 Маркировка силовых кабелей

Таблица1-Условные обозначения кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена

Материал жилы	Без обозначения	Медная жила напр. ПвП 1'95/16-10
	А	Алюминиевая жила напр. АПвП 1'95/16-10
Материал изоляции	Пв	Изоляция из сшитого (вулканизированного) полиэтилена напр. ПвВ 1'95/16-10
Броня	Б	Броня из стальных лент напр. ПвБП 3'95/16-10
	Ка	Броня из круглых алюминиевых проволок напр. ПвКаП 1'95/16-10
	Па	Броня из профилированных алюминиевых проволок напр. АПвПаП 1'95/16-10
Оболочка	П	Оболочка из полиэтилена напр. АПвП 3'150/25-10
	Пу	Усиленная ребрами жесткости оболочка из полдиэтилена напр. АПвПу 3'150/25-10
	В	Оболочка из ПВХ пластиката напр. АПвВ 3'150/25-10
	Внг	Оболочка из ПВХ пластиката пониженной горючести напр. АПвВнг
	г (после обозначения оболочки)	Продольная герметизация экрана водонабухающими лентами напр. АПвПг 1'150/25-10
	2г (после обозначения оболочки)	Поперечная герметизация алюминовой лентой, сваренной с оболочкой, в сочетании с продольной герметизацией водонабухающими лентами напр. АПвП2г 1'300/35-64/110
Тип жилы	Без обозначения	Круглая многопроволочная жила (класс 2)
	(ож)	Круглая однопроволочная жила (класс 1) напр. АПвВ 1'50(ож)16-10

Литература

1. Классификация и маркировка силовых кабелей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://electricalschool.info/main/elsnabg/151-klassifikacija-i-markirovka-silovykh.html>. - Дата доступа: 17.04.2018
2. Конструкция силовых кабелей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://studfiles.net/preview/5862360/page:2/>. – Дата доступа: 17.04.2018.

УДК.621.321

КОНСТРУКЦИИ НЕИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВ ДЛЯ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Хоменко Е.В., Бурчик С.Ю.

Научный руководитель – старший преподаватель Петрашевич Н.С.

Разнообразные условия работы воздушных линий электропередачи определяют необходимость иметь разные конструкции проводов. Основными конструкциями являются:

- 1) однопроволочные провода из одного металла,
- 2) многопроволочные провода из одного металла,
- 3) многопроволочные провода из двух металлов,
- 4) пустотелые провода,
- 5) биметаллические провода.

Однопроволочные провода, как показывает само название, выполняются из одной проволоки. Многопроволочные провода из одного металла состоят из нескольких свитых между собой проволок (рис. 1). Провода имеют одну центральную проволоку, вокруг которой делаются последующие повивы (ряды) проволок. Каждый последующий повив имеет на 6 проволок больше, чем предыдущий. При одной проволоке в центре в первом повиве 6 проволок, во втором — 12, в третьем — 18. Следовательно, при одном повиве провод свит из 7, при двух повивах — из 19, при трех повивах — из 37 проволок. Скрутка смежных повивов производится в разных направлениях, что обеспечивает более круглую форму его и позволяет получить более устойчивый против раскручивания провод. Многопроволочные провода других скруток используются в специальных случаях.

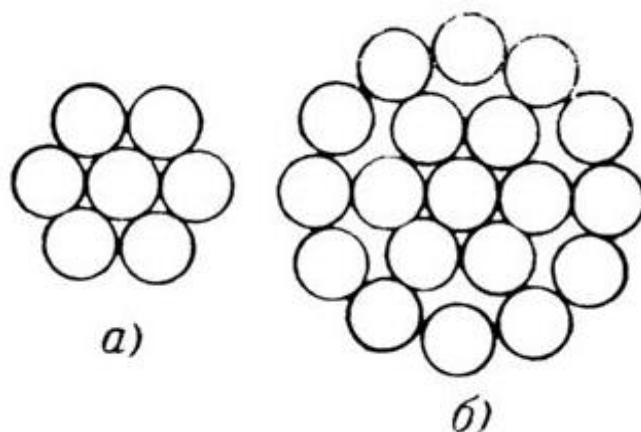


Рис. 1. Многопроволочные провода из одного металла: а — 7-проволочный, б — 19-проволочный.

Временное сопротивление многопроволочных проводов составляет около 90% суммы временных сопротивлений отдельных проволок. Уменьшение временного сопротивления провода в целом происходит из-за неодинакового распределения усилия, действующего по проводу, между проволоками провода.

Многопроволочные провода имеют по сравнению с однопроволочными ряд существенных преимуществ:

1. Многопроволочные провода более гибки по сравнению с однопроволочными таких же сечений, что обеспечивает большую сохранность их и удобство при монтаже. Провода воздушных линий под действием ветра постоянно раскачиваются, а иногда вибрируют, что вызывает дополнительные механические напряжения и усталость металла. Однопроволочные провода разрушаются при этом значительно быстрее, чем многопроволочные.

2. Высокие временные сопротивления материала могут быть получены только для проволок относительно небольших диаметров. Однопроволочные провода с сечениями 25, 35

мм² и более имели бы пониженные временные сопротивления. В многопроволочных проводах не может быть такого сильного ослабления прочности провода, вызванного браком производства, как в однопроволочных.

Указанные преимущества многопроволочных проводов обусловили, что однопроволочными изготавливаются провода только малых сечений. При сооружении воздушных сетей в большинстве случаев применяются многопроволочные провода. Алюминиевые провода воздушных линий всегда делаются многопроволочными. Однопроволочные провода из этого металла не имеют нужной механической прочности и не обеспечивают надежности электроснабжения потребителей.

Сталеалюминиевые провода воздушных линий электропередачи. Желание повысить механическую прочность алюминиевых проводов привело к изготовлению алюминиевых проводов со стальными сердечниками, называемых сталеалюминиевыми. Сердечник провода выполняется из одной или нескольких свитых стальных оцинкованных проволок с временным сопротивлением около 120 кг/мм². Алюминиевые проволоки, покрывающие сердечник одним, двумя или тремя повивами, являются токоведущей частью провода. Электропроводность стального сердечника мала и потому не учитывается. Механическую нагрузку (тяжение по проводу) воспринимают сталь и алюминий. В сталеалюминиевых проводах с отношением сечения алюминия к сечению стали около 5 — 6 алюминиевые проволоки принимают 50—60 % полного тяжения по проводу, а остальное — стальной сердечник. Сталеалюминиевые провода получили у нас преимущественное распространение при сооружении районных сетей 35 - 330 кв. Сопротивляемость сталеалюминиевых проводов химическим реагентам воздуха та же, что алюминия и стали в отдельности. Вблизи морей сталеалюминиевые провода прокладывать нельзя: наблюдается быстрое разрушение алюминиевых проволок, прилегающих к стальному сердечнику, под действием электролитической коррозии. При необходимости сочетать малое активное сопротивление провода с очень большой механической прочностью применяют сталебронзовые и сталеалюдревые провода. Наиболее распространены сталеалюминиевые провода марки АС, имеющие отношение сечений алюминия и стали около 5,5 - 6.

Пустотелые провода. Конструкции пустотелых проводов изображены на рис. 2. В первой из них (рис. 2,а) на винтообразный сердечник накладываются круглые медные проволоки. В зависимости от сечения провода делаются 1—3 витка проволоки. Другой тип пустотелого провода (рис. 2,б) изготавливается из фасонных проволок, соединяемых специальным замком. Этот тип пустотелого провода является более рациональным.

Линии 220 кв и более высокого напряжения при выполнении их сталеалюминиевыми проводами требуют меньших затрат на сооружение и эксплуатацию, чем линии с пустотелыми медными проводами.

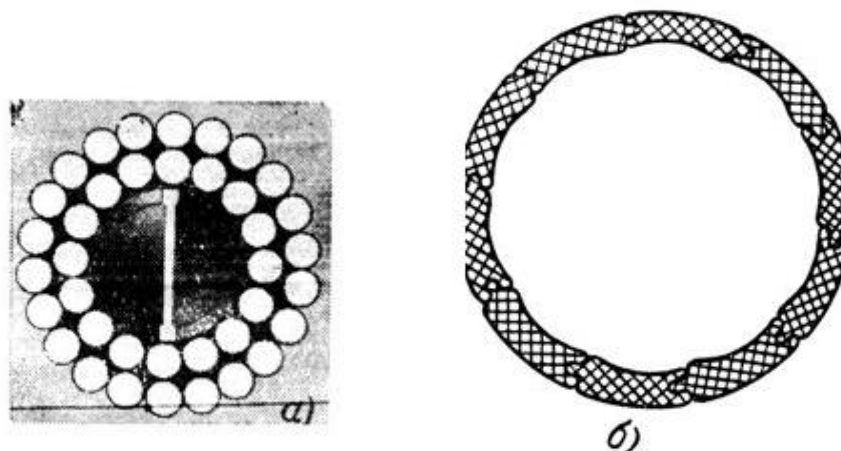


Рис. 2. Пустотелые провода: а — с винтообразным сердечником из круглых проволок, б — из фасонных проволок с замком.

Биметаллические провода. Стремление сочетать высокую проводимость меди с большой механической прочностью стали привело к созданию проводов из биметаллических

проволок. Стальная проволока покрывается слоем меди, металлы соединяются сваркой. Отношение сечений меди и стали может колебаться в широких пределах, давая возможность получить провода с характеристиками, близкими к характеристикам медных или стальных проводов.

Марки современных неизолированных проводов и их конструкция:

А - провод, скрученный из алюминиевых проволок.

АКП - провод марки А, но межпроволочное пространство всего провода, за исключением наружной поверхности, заполнено нейтральной смазкой, повышенной нагревостойкости.

АС - провод, состоящий из стального сердечника и алюминиевых проволок.

АСКС - провод марки АС, но межпроволочное пространство стального сердечника, включая его наружную поверхность, заполнено нейтральной смазкой, повышенной нагревостойкости.

АСКП - провод марки АС, но межпроволочное пространство всего провода, за исключением наружной поверхности, заполнено нейтральной смазкой, повышенной нагревостойкости.

АСК - провод марки АС, но стальной сердечник изолирован двумя лентами полиэтилентерефталатной пленки. Многопроволочный стальной сердечник под полиэтилентерефталатными листами должен быть покрыт нейтральной смазкой, повышенной нагревостойкости.

АН - провод, скрученный из проволок нетермообработанного алюминиевого сплава марки АВЕ.

АЖ - провод, скрученный из проволок термообработанного алюминиевого сплава марки АВЕ.

Литература

1. Российский Интернет-портал [Электронный ресурс]. – Electricalschool. – Режим доступа: <http://www.electricalschool.info.ru> – Дата доступа: 05.11.2017.
2. Российский Интернет-портал [Электронный ресурс]. – E-reading.club. – Режим доступа: <http://www.e-reading.club.ru> – Дата доступа: 05.11.2017.
3. Российский Интернет-портал [Электронный ресурс]. – Студопедия. – Режим доступа: <https://studopedia.ru>. – Дата доступа: 05.11.2017.

УДК 629.735

ВИДЫ И КОНСТРУКЦИИ ЛИНЕЙНОЙ АРМАТУРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Тихонов А. С.

Научный руководитель – старший преподаватель Петрашевич Н. С.

Линейную арматуру, применяемую при закреплении проводов в гирляндах подвесных изоляторов, можно подразделить по назначению на пять основных видов:

1. Зажимы, служащие для закрепления проводов и тросов, подразделяющиеся на поддерживающие, подвешиваемые на промежуточных опорах, и натяжные, применяемые на опорах анкерного типа.

2. Сцепная арматура (скобы, серьги, ушки, коромысла), служащая для соединения зажимов с изоляторами, для подвески гирлянд на опорах и для соединения многоцепных гирлянд друг с другом.

3. Защитная арматура (кольца), монтируемая на гирляндах линий напряжением 330 кВ и выше, предназначенная для более равномерного распределения напряжения между отдельными изоляторами гирлянды и для защиты их от повреждения дугой при перекрытиях.

4. Соединительная арматура, служащая для соединения проводов и тросов в пролете, а также для соединения проводов в шлейфах на опорах анкерного типа.

5. Распорки, применяемые для соединения друг с другом проводов расщепленной фазы. Поддерживающие зажимы состоят из лодочки, в которую укладывается провод, плашек и болтов (или болта) для закрепления провода в лодочке, пружин, цапф или кронштейнов для крепления зажима в гирлянде.

Зажимы для закрепления проводов и тросов

По прочности закрепления провода поддерживающие зажимы подразделяются следующие типы:

Глухие зажимы, в которых прочность заделки достигает 30 - 90% прочности алюминиевых проводов, 20 - 30% прочности сталеалюминиевых проводов и 10 - 15% прочности стальных тросов. При такой заделке провод и трос в случае обрыва в одном из пролетов, как правило, не вытягиваются из зажима и тяжение провода или троса, оставшегося необорванным, передается на промежуточную опору.

Глухие зажимы являются основным типом зажимов, применяемых в настоящее время на воздушных линиях.

Выпадающие зажимы (называемые также выпускающими), выбрасывающие лодочку с проводом при отклонении поддерживающей гирлянды на определенный угол, (около 40°) в случае обрыва провода в одном из пролетов. Таким образом, тяжение провода, оставшегося необорванным, не передается на промежуточную опору. Эта особенность работы выпадающего зажима позволяет несколько уменьшить массу промежуточной опоры. Однако в эксплуатации наблюдались случаи выбрасывания проводов из выпадающих зажимов при пляске и неравномерной нагрузке гололедом в смежных пролетах. Поэтому выпадающие зажимы в настоящее время не применяются и ниже не рассматриваются.

Многороликовые подвесы, по существу, не являющиеся зажимами, так как провод может свободно перекатываться по роликам при разности тяжений в смежных пролетах. Многороликовые подвесы применяются для крепления проводов сечением равным или больше 300 мм² и тросов на промежуточных опорах больших переходов. При этом защита сталеалюминиевых проводов обеспечивается специальными гибкими муфтами, насаживаемыми на провода на участках их возможных перемещений по роликам.

Глухие зажимы для фазы, расщепленной на три провода состоят из корпуса, плашек, натяжных болтов с гайками и прокладок из алюминия. Выпускавшиеся ранее болтовые зажимы с расположением болтов и плашек в сторону пролета в настоящее время заменены зажимами, у которых болты расположены со стороны петли. При новых зажимах возможны

ограниченные перемещения провода со стороны пролета, что уменьшает повреждения проводов от вибрации.

Прессуемые натяжные зажимы, применяемые для монтажа сталеалюминиевых проводов сечением 300 мм² и более. Они состоят из стального анкера, в котором опрессовывается стальной сердечник провода, и алюминиевого корпуса, в котором опрессовывается алюминиевая часть провода со стороны пролета.

Недостатком прессуемых натяжных зажимов с анкером является необходимость разрезать провод для его опрессовки. Поэтому выпускается прессуемый натяжной зажим для сталеалюминиевых проводов «проходного» типа, в котором можно монтировать провод, не разрезая его. Однако зажимы этого типа значительно тяжелее, чем обычные прессуемые зажимы.

Для монометаллических проводов и стальных тросов выпускаются прессуемые зажимы более простой конструкции, состоящие из гильзы для опрессовки провода и детали для подвески гильзы на гирлянде.

Клиновые натяжные зажимы, применяемые для подвески стальных тросов. Они состоят из корпуса и двойного клина. При тяжении троса клин прижимает трос к корпусу, что обеспечивает надежную заделку.

Сцепная арматура воздушных линий электропередачи

Сцепная арматура подразделяется на скобы, служащие для присоединения гирлянды к опоре или к закрепляемым на опоре деталям, серьги, соединяемые с одной стороны со скобами или с деталями на опоре, а с другой стороны — с шапками изоляторов, ушки, служащие для сопряжения стержней изоляторов с зажимами или другими деталями гирлянды со стороны провода.

К сцепной арматуре относятся также промежуточные звенья, применяемые для удлинения гирлянд, и коромысла, служащие для перехода от одной к двум или нескольким точкам подвеса.

Защитная арматура воздушных линий электропередачи

Защитная арматура может быть выполнена в виде рогов или колец. Защитные кольца для поддерживающих гирлянд линий напряжением 330 кВ и выше выполнялись в виде овалов, устанавливаемых более длинной стороной вдоль линии.

В настоящее время на линиях 330 и 500 кВ применяются специальные поддерживающие зажимы с расположением проводов примерно на отметке юбки нижнего изолятора.

При изолированной подвеске троса на линиях напряжением 220 кВ и выше изоляторы шунтируются разрядными рогами.

Подвеска поддерживающих гирлянд на промежуточных опорах осуществляется с помощью узлов крепления типа КГП, состоящих из U-образного болта с гайками, закрепляемого в отверстиях траверсы. В комплект узла крепления входит скоба или серьга для подвески гирлянды. Натяжные гирлянды закрепляются на опорах с помощью узлов крепления КГ или КГН. Эскизы узлов крепления приводятся в каталогах линейной арматуры.

Соединительная арматура воздушных линий электропередачи

Соединители, предназначенные для соединения проводов и тросов, подразделяются на овальные и прессуемые.

Овальные соединители применяются для проводов сечением до 185 мм² включительно. В них провода укладываются внахлестку, после чего производится обжатие соединителя с помощью специальных клещей. Сталеалюминиевые провода сечением до 95 мм² включительно закрепляются в соединителях методом скручивания.

Прессуемые соединители используются для соединения проводов сечением более 185 мм² и для стальных тросов всех сечений. Прессуемый соединитель для сталеалюминиевых проводов состоит из стальной трубки фасонного профиля, прессуемой на стальной сердечник, и алюминиевой трубки, прессуемой на алюминиевую часть провода. Соединители для монометаллических проводов и стальных тросов состоят из одной трубки.

Распорки

Распорки, устанавливаемые на проводах расщепленной фазы для обеспечения требуемого расстояния между проводами, состоят из двух пар плашек, закрепляемых на проводах болтами, и жесткой тяги, шарнирно соединенной с плашками. В настоящее время применяются только глухие распорки.

Опыт эксплуатации выпускающих распорок оказался неудовлетворительным, так как распорки этого типа сбрасывались при пляске проводов; поэтому их применение не допускается. В петлях анкерных опор устанавливаются утяжеленные распорки с грузами, ограничивающие раскачивание петель.

Литература

1. Справочник строителя [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.baurum.ru/_library/?cat=air-cable-lines&id=4111. - Дата доступа 1.12.2017

УДК.621.321

НАЗНАЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ.

Волынец А.В., Рабцевич В.С.

Научный руководитель – старший преподаватель Петрашевич Н.С.

Электрической подстанцией называют электроустановку, служащую для преобразования и распределения электроэнергии и состоящую из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительного устройства, устройства управления и вспомогательных сооружений.

В зависимости от функции они называются трансформаторными (ТП) или преобразовательными (ПП). Подстанцию называют комплектной — КТП (КПП) — при поставке трансформаторов (преобразователей), щита низкого напряжения и других элементов в собранном виде или в виле, полностью подготовленном для сборки.

Электрические подстанции служат для приема, преобразования и распределения электроэнергии, выполняются на все ступени напряжения, могут быть повышающими если находятся в непосредственной близости от электростанций и преобразуют для передачи от них в сеть электроэнергию более высокого напряжения) или понижающими (к ним относится подавляющее число подстанций, от которых осуществляется электроснабжение потребителей).

Назначение, мощность и уровни напряжения электрической подстанции определяются схемой и конфигурацией электрической сети, в которой она эксплуатируется, характером и нагрузками присоединенных потребителей электроэнергии.

Различают в основном следующие виды электрических подстанций:

- тупиковые (концевые);
- ответвительные, присоединенные к проходящим вблизи ВЛ;
- промежуточные, служащие для питания своих потребителей;
- транзитные (в большом числе случаев — узловые), предназначенные не только для питания потребителей, но и для передачи потоков мощности в смежные сети своей и соседних энергосистем;
- преобразовательные — для передачи и приема электрической мощности на постоянном токе;
- тяговые — для питания электротяговых сетей.

Конструктивно распределительные устройства электрических подстанций могут выполняться открытыми (основное оборудование располагается на открытом воздухе) или закрытыми (в городских условиях, в местах с неудовлетворительными условиями окружающей среды), по своей ведомственной принадлежности подстанции находятся в ведении энергосистем или промышленных и других потребителей электроэнергии.

Электрические подстанции переменного тока с высшим напряжением 330, 500, 750 кВ, 150 кВ и некоторая часть подстанций 220 кВ с развитой схемой электрических соединений, оснащенные синхронными компенсаторами 50—100 МВ·А и выше с открытым распределительным устройством, большим числом трансформаторов, выключателей и другого оборудования высокого напряжения, размещаются на больших площадях, требуют присутствия постоянного дежурного персонала высокой квалификации и широко развитой дистанционной и телемеханической информации. С помощью этих подстанций, как правило, осуществляются межсистемные связи, образующие объединенные и Единую энергосистемы.

Подстанции 6 - 10 кВ городского, поселкового и сельского назначения, обслуживаемые оперативно-выездными бригадами.

Принципиальная схема распределения электроэнергии от электростанции на напряжениях 10 и 35 кВ.

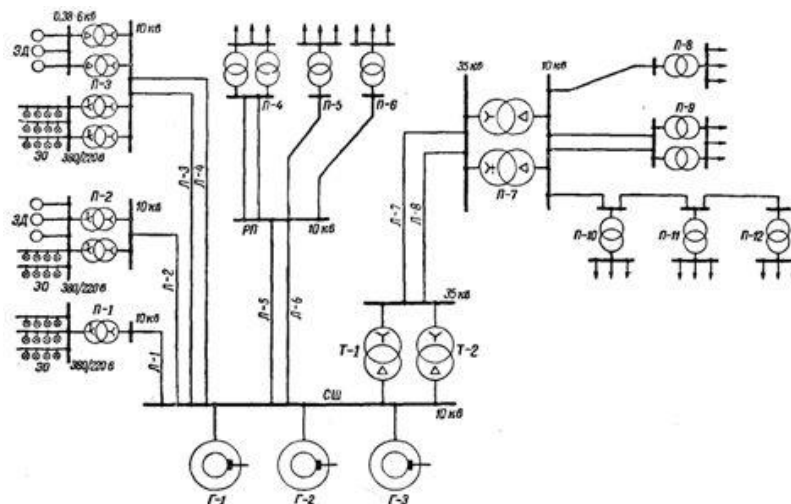


Рисунок 1. Принципиальная схема распределения электроэнергии от электростанции на напряжениях 10 и 35 кВ.

Узловая распределительная подстанция, сокращенно УРП - это такая центральная подстанция, на которую от энергосистемы подается электроэнергия при напряжении от 110 до 220 кВ, и где она распределяется, с частичной трансформацией или вообще без трансформации, по подстанциям глубокого ввода при напряжениях от 35 до 220 кВ, расположенным на территории промышленного предприятия.



Рисунок 2. Узловая распределительная подстанция.

Чаще всего узловые распределительные подстанции находятся в ведении организации, осуществляющей электроснабжение, поэтому и размещаются эти подстанции вне предприятия, но вблизи него.

Когда УРП определенно предназначена для питания нескольких подстанций глубокого ввода, на одном предприятии, то рассматривают возможность размещения УРП на территории этого предприятия, и тогда эксплуатация подстанции ложится на плечи персонала предприятия.

Главная понизительная подстанция, сокращенно ГПП, - это подстанция, рассчитанная на входное напряжение от 35 до 220 кВ, которая получает питание напрямую от районной энергетической системы, и распределяет электрическую энергию по предприятию, но уже при сильно пониженном напряжении.



Рисунок 3. Главная понизительная подстанция

ГПП считается одним источником, если питается по одной двухцепной линии, и двумя источниками, если питается по двум одноцепным линиям (на разных опорах) или по двум кабельным линиям, проложенным по разным трассам. ТЭЦ можно принять за несколько источников питания, если при выходе из строя генератора или при аварии на секции остальные секции (генераторы) продолжают работать.

Подстанция глубокого ввода, сокращенно ПГВ, - это подстанция, на которую подается напряжение от 35 до 220 кВ, обычно она выполнена с применением упрощенных схем коммутации на стороне первичного напряжения, и получает питание или от энергетической системы напрямую, или от центрального распределительного пункта на самом предприятии.

Предназначение ПГВ — питание группы установок конкретного предприятия или какого-то отдельного объекта на этом предприятии. Схематически с глубоким вводом называют схемы электроснабжения с подстанциями глубокого ввода.



Рисунок 4. Подстанция глубокого ввода

Подстанции глубоких вводов располагаются вблизи наиболее крупных энергоемких производств и корпусов с концентрированной нагрузкой, например, прокатные и электросталеплавильные цехи; сталепроволочные и крепежно-калибровочные блоки метизных заводов; обогатительные фабрики и ряд других производств.

Трансформаторный пункт, сокращенно ТП, - это подстанция с первичным напряжением, равным 35 кВ, 10 кВ или 6 кВ, которая питает напряжением 230 и 400 В непосредственно приемники электроэнергии. Иначе эти подстанции, в электрических сетях промышленных объектов, именуют цеховыми подстанциями.



Рисунок 5. Трансформаторный пункт.

Трансформаторные пункты часто выполняют сегодня из комплектных трансформаторных подстанций. Число трансформаторов может здесь варьироваться. Когда питаются потребители 3 категории, то, как правило, устанавливается один трансформатор. Когда в районе сконцентрирована значительная мощность нагрузки на 380 / 220 вольт, или, когда питаются потребители 2 и 1 категорий, то трансформаторов ставится два.

Способы присоединения трансформаторных подстанций к питающим линиям различны, и подразделяются подстанции по этому признаку на:

- Тупиковые трансформаторные подстанции;
- Проходные трансформаторные подстанции;
- Ответвительные трансформаторные подстанции.

На тупиковую подстанцию питание подается отдельной линией. Для питания тупиковых подстанций используются радиальные схемы питания, либо такая подстанция является последней в магистральной схеме с питанием односторонним.

Для проходных подстанций характерно включение в расщелку (в проход) магистральной линии питания, когда имеют место как вход, так и выход линии. Ответвительные подстанции подключаются через ответвления от питающих линий.



Рисунок 6. Комплектная трансформаторная подстанция.

Трансформаторные подстанции бывают сборными или комплектными. Комплектные трансформаторные подстанции, сокращенно КТП, состоят полностью из комплектных узлов. Их изготавливают на заводах, затем доставляют этими узлами на место установки, то есть демонтаж оборудования здесь не требуется. На месте уже блоки, узлы и присоединения монтируют, подключают к питающим сетям.

КТП широко применяются на производственных предприятиях, где их устанавливают внутри или снаружи (КТПН). Сборные подстанции изготавливают на заводах отдельными элементами, затем на месте элементы собирают и монтируют.

Любая трансформаторная подстанция включает в себя три главных блока:

- Распределительное устройство низшего напряжения;
- Трансформатор;
- Распределительное устройство высшего напряжения.

Зачастую для приема электроэнергии служат распределительные устройства высокого напряжения (РУВН), которые подают ее к трансформаторам. В некоторых случаях РУВН выполняют функции как приема, так и распределения электрической энергии. Распределительные же устройства низкого напряжения (РУНН) всегда и везде осуществляют только прием и распределение электроэнергии.

Являясь одним из главных составляющих звеньев в системе электрификации любого крупного производственного предприятия, трансформаторная подстанция требует особо тщательного подхода к формированию наиболее рациональным способом схемы распределения электроэнергии.

Место установки подстанции подбирается так, чтобы распределительная и трансформаторная подстанции всех необходимых параметров были бы расположены как можно ближе к центру обслуживаемых ими групп нагрузок. Если от этой стратегии отступить, то возрастут потери, увеличится расход кабелей, проводов и т. д.

Подстанции классифицируются по месту их базирования на территории того или иного объекта на четыре типа:

- Отдельно стоящие подстанции, располагающиеся на каком-то расстоянии от зданий;
- Пристроенные подстанции, примыкающие непосредственно к стенам снаружи здания;
- Встроенные подстанции, располагающиеся в специализированных отдельных помещениях внутри строения или примыкающие изнутри сооружения к его стенам;
- Внутрицеховые подстанции, находящиеся внутри цехов, то есть электрооборудование размещается непосредственно в рабочем помещении, либо в закрытом помещении с выкаткой оборудования подстанции в цеха.

Относительно компоновки подстанции важно помнить, что она обязательно соотносится с генеральным планом объекта электроснабжения. Нужно непременно учесть СНиПы и размеры элементов зданий. Главные критерии при этом следующие:

- Безопасность обслуживания оборудования в штатном режиме работы установки;
- Удобство наблюдения за индикаторами положения разъединителей и выключателей, а также за уровнем трансформаторного масла в соответствующих аппаратах;
- Надлежащая степень обнаружения повреждений в случае нарушения штатных условий функционирования установки при дуговом коротком замыкании;
- Безопасность осмотра и ремонта как любого аппарата, так и любой цепи при снятом напряжении, без помех для соседних цепей, пребывающих под напряжением;
- Достаточная механическая стойкость опорных конструкций оборудования;
- Удобство транспортировки оборудования;
- По возможности максимальная экономия площади.

Литература

1. Электрические подстанции: назначение и классификация [Электронный ресурс] // Школа для электрика. 2010. Режим доступа: <http://electricalschool.info/main/elsnabg/1138-jelektricheskie-podstancii-naznachenie.html>. - Дата доступа: 12.11.2017.
 2. Виды трансформаторных подстанций [Электронный ресурс] // Школа для электрика. 2010. Режим доступа: <http://electricalschool.info/elstipod/1746-vidy-transformatornykh-podstancij.html>. Дата доступа: 12.11.2017.
- Назначение и классификация подстанций [Электронный ресурс] // Энергетика. 2012. Режим доступа: <http://forca.ru/spravka/spravka/naznachenie-i-klassifikaciya-podstanciy.html>. Дата доступа 12.11.2017.

УДК.621.321

НАЗНАЧЕНИЕ И ОСНОВНЫЕ КОНСТРУКЦИИ ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Адамович Р.А., Разумович И.Д.

Научный руководитель – старший преподаватель Петрашевич Н.С.

Грозотросы применяются в целях обеспечения безопасности линии электропередачи во время грозы.

Грозозащитные тросы подвешивают выше проводов для защиты их от атмосферных перенапряжений. На линиях напряжением ниже 220 кВ тросы подвешивают только на подходах к подстанциям. При этом снижается вероятность перекрытия проводов линии вблизи подстанции. На линиях напряжением 220 кВ и выше тросы подвешиваются вдоль всей линии.

Ранее тросы на линиях всех номинальных напряжений заземлялись наглухо на каждой опоре. Опыт эксплуатации показал, что в замкнутых контурах заземляющей системы – тросы – опоры появились токи. Они возникли вследствие действия ЭДС, наводимых в тросах путем электромагнитной индукции. При этом в ряде случаев в многократно заземленных тросах получились значительные потери электроэнергии, особенно в линиях сверхвысоких напряжений.

Исследования показали, что при подвеске тросов повышенной проводимости (сталеалюминиевых) на изоляторах тросы могут быть использованы в качестве проводов связи и в качестве токонесущих проводов для электроснабжения потребителей малой мощности.

Для обеспечения соответствующего уровня грозозащиты линий тросы при этом должны присоединяться к заземленным через искровые промежутки.

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 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 грозозащитные тросы подвешивают обычно по всей длине линии только на подходах к подстанциям.

Грозотрос стальной ГОСТ 3063-80 - спиральный одинарной свивки с точечным касанием проволок. Конструкция 1х19.

Грозотрос стальной ГОСТ 3064-80 - спиральный одинарной свивки с точечным касанием проволок. Конструкция 1х37. Стальные канаты этого ГОСТа называют грозозащитными тросами. Диаметр троса от 1,0 мм до 37,0 мм.

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



Рисунок 1. Грозотрос ГОСТ 3063-80, Грозотрос ГОСТ 3064-80

В соответствии с правилами установки электроустановок (ПУЭ) в качестве грозозащитных тросов следует, применять стальные канаты, изготовленные из оцинкованной проволоки для средних(С), для жестких(Ж) и особо жестких агрессивных условий работы (ОЖ) и по способу свивки нераскручивающиеся (Н) сечением не менее:

- 35 мм² - на воздушных линиях электропередач 35 кВ без пересечений (ТК 35);
- 35 мм² - на воздушных линиях электропередач 35 кВ в пролетах пересечений с железными дорогами общего пользования и электрифицированными в районах по гололеду I-II (ТК 35);
- 50 мм² - в остальных районах и на воздушных линиях электропередач, сооружаемых на двухцепных и многоцепных опорах (ТК 50);
- 50 мм² - на воздушных линиях электропередач 110-150 кВ (ТК 50);
- 70 мм² - на воздушных линиях электропередач 220 кВ и выше (ТК 70)

Категории	Грозозащитный трос коррозионностойкий марка ГТК	Грозотрос марка МЗ-В-ОЖ-Н-Р	Грозозащитный трос типа ТК
Нормативный документ	ТУ 3500-007-63976268-2011	СТО 71915393-ТУ062-2008	ГОСТ 3063-80, ГОСТ 3064-80
Вес 1 км/кг (д.9.1 мм)	333	544	475,5
Вес 1 км/кг (Д. 11 мм)	493	752	627,4
Срок службы	Не менее 45 лет	Не менее 40 лет	Не менее 20 лет
Стойкость к высоким температурам, в т.ч. локальное температурное воздействие на грозотрос при ударах молнии и КЗ сети	Выдерживает температуру до 400 °С сохраняя при этом все эксплуатационные характеристики	Цинковое покрытие растрескивается и слетает со стали при температуре свыше 100 °С	Не приспособлены к воздействию мощной тепловой нагрузки
Ток КЗ за 1 сек(сеч 70 мм ²)	6,8 кА	4.8 кА	5.0 кА
Термическая стойкость(сеч 70 мм ²)	46,7 кА ² с	22,77 кА ² с	24,5 кА ² с
Модуль упругости (конечный)	155,0 кН/мм ²	196,0 кН/мм ²	196,0 кН/мм ²
R пост.току при 20 °С	1,199 Ом/км	2,571	2,474

Рисунок 1- Сравнительная таблица грозозащитных тросов

Литература

1. Российский Интернет-портал [Электронный ресурс]. – Мегапром. – Режим доступа: <http://www.metizorel.ru>. – Дата доступа: 22.10.2017.
2. Российский Интернет-портал [Электронный ресурс]. – Студопедия. – Режим доступа: <https://studopedia.ru>. – Дата доступа: 21.10.2017.

УДК 621

СПОСОБЫ ПРОКЛАДКИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

Бондарева А.С., Голёта Д.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Петрашевич Н.С.

Выбор способа прокладки кабельных сетей производят в зависимости от:

- величины и размещения нагрузок, плотности застройки предприятия,
- компоновки электротехнических помещений,
- наличия технологических, транспортных коммуникаций,
- параметров и расположения источников питания,
- уровня грунтовых вод,
- степени загрязнения окружающей среды и грунта,
- назначения кабельной линии.

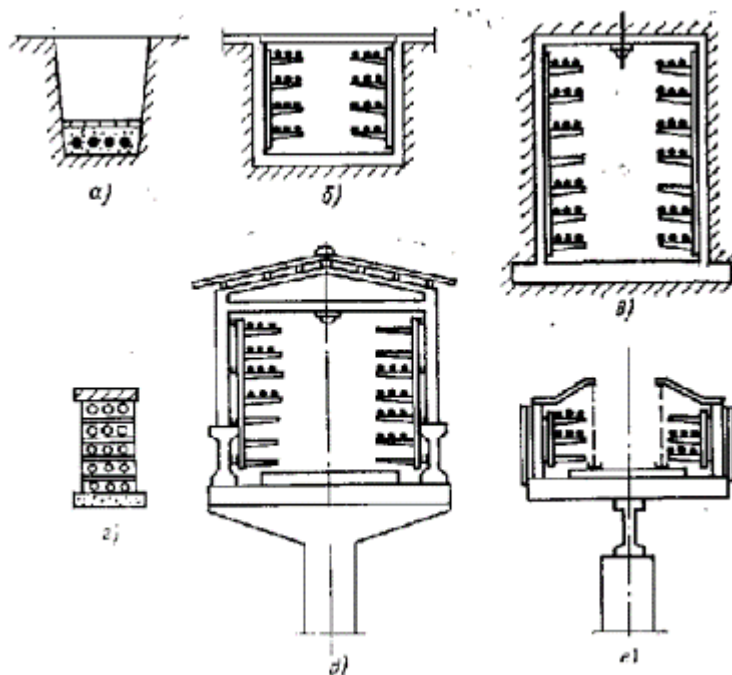


Рисунок 1. Виды кабельных сооружений, а) траншея; б) канал; в) туннель; г) блок; д) галерея; е) эстакада.

Каждый вид специального сооружения для прокладки кабелей характеризуется максимальным количеством силовых кабелей, которое можно в нём проложить. Траншея - 6 кабелей, канал - 24, блок - 20, туннель - 72, эстакада - 24, галерея - 56.

Редко отдаётся предпочтение какому-либо одному виду прокладки кабелей. Обычно применяют смешанную прокладку, когда в зависимости от конкретных условий является целесообразным комбинированное исполнение различных способов прокладки кабельных линий.

Кабельные линии промышленных предприятий можно разделить на внутрицеховые и внецеховые. К внутрицеховым кабельным сетям относятся прокладки кабелей открыто на конструкциях, в лотках, коробах, каналах, туннелях и в трубах. К внецеховым кабельным линиям относятся прокладки кабелей в каналах, туннелях, блоках, траншеях, на эстакадах и в галереях. Внецеховые кабельные сети требуют для размещения сравнительно небольших площадей и могут быть осуществлены почти в любых атмосферных и грунтовых условиях.

Из опыта эксплуатации кабельных коммуникаций на действующих и реконструируемых объектах, прокладка кабеля в траншеях недостаточно надёжна, из-за частого производства земляных работ. Поэтому при числе кабелей от 6 до 30 рациональна прокладка в каналах или блоках, при числе кабелей свыше 30 кабели прокладывают в специальных кабельных сооружениях - в туннелях, на эстакадах и в галереях.

В помещениях скрытая прокладка проводов и кабелей в стальных трубах постепенно вытесняется открытыми прокладками. Открытая прокладка кабелей почти полностью исключают зависимость производства монтажных работ по прокладке кабелей от готовности строительной части сооружения. Открытые прокладки кабелей позволяют закончить нулевой цикл строительных работ, не дожидаясь производства электромонтажных работ, что невозможно при скрытых прокладках. Открытые прокладки кабелей наглядны, доступны, удобны для осмотра и замены кабелей, отличаются гибкостью при изменении трасс во время реконструкции электроустановок.

При открытой прокладке кабелей следует соблюдать меры по пожарной безопасности, обосновывать выбор марок кабелей и оболочек, правильно выбирать кабель по нагреву, контролировать качество присоединений и порядок раскладки кабелей, отделять зоны массовой прокладки кабелей от оборудования. При открытой прокладке кабелей в электротехнических и производственных помещениях следует стремиться к совмещению трасс, объединению кабелей различного назначения (силовых, осветительных, кабелей управления) в общие потоки, прокладывая их на общих конструкциях, лотках или коробах. Необходимо на стадии проектирования предусмотреть зоны размещения кабельных сетей, согласовать их взаимное расположение с технологическими, энергетическими, сантехническими сетями.

В случае размещения большого количества открыто прокладываемых кабелей целесообразно устройство кабельного этажа в верхней зоне подвала под электромашиным помещением, под производственными пролётами.

По территории промышленных предприятий кабельные сети могут выполняться подземными - в траншеях, каналах, туннелях и блоках или надземными на эстакадах и в галереях. Подземный способ прокладки кабельных сетей защищает их от грозových и атмосферных воздействий. Кабели, проложенные под землёй в меньшей мере создают помехи. Однако прокладка кабельных подземных коммуникаций нецелесообразна при неблагоприятных грунтовых условиях - высоком уровне грунтовых вод, наличия химически активных веществ, разрушающих кабельные оболочки.

Надземная прокладка кабелей рекомендуется во всех случаях, когда это позволяют условия среды, застройки предприятия и другие факторы. Надземные прокладки кабелей доступны при обслуживании, обеспечивают лёгкую замену и возможность дополнительной прокладки кабелей, облегчают работы по реконструкции сетей. При выборе способа прокладки кабельных линий следует учитывать, что первоначальные затраты при подземной системе выше, но надземные системы требуют более сложного ухода (покраска конструкций, очистка сооружений). Сравнивая различные системы кабельных канализаций по их удельным показателям, можно получить представление о целесообразности применения тех или иных способов прокладки кабелей на промышленных предприятиях.

Прокладка кабелей в траншеях

Область применения. Прокладку кабелей в траншеях целесообразно применять на не асфальтированных территориях, в местах с малой вероятностью повреждения.

Достоинства и недостатки. Траншейная прокладка кабелей в земле имеет ряд преимуществ: меньшие капитальные затраты по сравнению с другими способами прокладки кабелей; хорошие условия охлаждения, позволяющие более рационально использовать сечение кабелей. Однако при такой прокладке затруднен осмотр, а при выполнении ремонтов или замене кабеля требуется выполнение значительного объема работ. Кроме того, большую опасность для проложенных в земле кабелей представляют земляные работы, выполняемые механизированным способом вблизи кабельной трассы.

Этапы работ. Прокладка кабельной линии в траншее состоит из следующих основных операций:

- рытье траншеи и выполнение так называемой "подушки" - засыпка на дно траншеи слоя (не менее 100 мм) мелкой земли, не содержащей камней и строительного мусора;
- доставка кабеля к месту прокладки и предмонтажные его испытания на электрическую прочность изоляции, непосредственно на барабане;

- раскатка кабеля и выполнение засыпки слоем (не менее 100 мм) мелкой земли, не содержащей камней и строительного мусора;
- размещение кабелей в траншее;
- соединение отдельных участков кабелей;
- защита кабелей от механических повреждений;
- испытание кабелей;
- засыпка траншеи;
- концевая заделка кабелей.

Прокладка кабелей в блоках

Для более надежного (по сравнению с прокладкой в траншее) предохранения от механических повреждений кабеля прокладывают в кабельных блоках. Кабельным блоком называется кабельное сооружение с трубами (каналами) для прокладки в них кабелей с относящимися к нему колодцами. Обычно кабельный блок состоит из нескольких асбестоцементных труб, внутренний диаметр которых в 1,5 раза больше диаметра кабеля. Прокладку кабелей в блоках рекомендуют в местах пересечения трассы с железными и автомобильными дорогами, при прокладке в агрессивных по отношению к оболочке кабелей грунтах, при необходимости защиты кабелей от блуждающих токов и т.д.

В местах изменения направления трассы или глубины заложения блоков, а также на прямолинейных участках большой длины выполняют кабельные колодцы (камеры). В колодцах также располагаются кабельные муфты.

Различают проходные прямые колодцы, угловые, разветвительные, тройниковые и крестовые. Кабельные колодцы выполняют из кирпича или сборных железобетонных конструкций. Снаружи кабельные колодцы закрывают люками, внутри оборудуют кабельными конструкциями (для укладки на них кабельных муфт), водосборниками в полу, закрытыми решетками, а также металлическими лестницами или скобами для спуска людей. При монтаже блоков для стока влаги их укладку производят с уклоном в сторону колодцев не менее чем на 0,2% (т.е. 0,2 м на 100 м трассы).

Протяжка кабеля между двумя колодцами производится следующим образом: в канал блока затягивается стальной канат типа УЗК, устанавливаются угловые ролики, кабель крепится к канату, во входное отверстие канала блока устанавливается воронка для защиты кабеля от механических повреждений при протяжке кабеля, кабель протягивается в канале с заданным усилием тяжения.

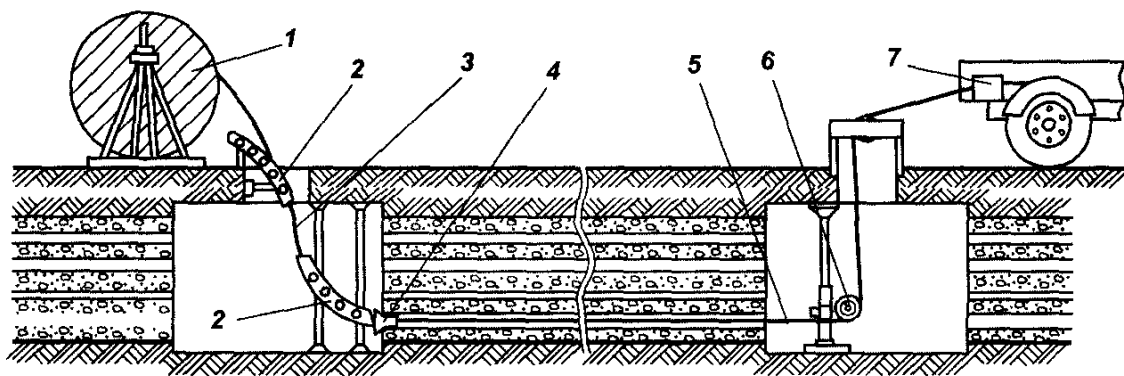


Рисунок 2. Схема протяжки кабеля в блоках: 1 – барабан с кабелем; 2 – угловой ролик; 3 – кабель; 4 – разъемная воронка; 5 – стальной канат; 6 – ролик для каната; 7 – устройство для создания и контроля тяжения.

Прокладка кабелей в каналах

Кабельным каналом называется закрытое и заглубленное (частично или полностью) в грунт, пол, перекрытие и т. п. непроходное сооружение, предназначенное для размещения в нем кабелей, укладку, осмотр и ремонт которых возможно производить лишь при снятом перекрытии. Такой способ прокладки применяют как вне зданий, так и внутри производственных помещений. Прокладка кабелей в каналах позволяет обеспечить осмотры

и ремонты кабельных линий в процессе эксплуатации, а также прокладывать новый или заменять действующий кабель без производства земляных работ. Кроме того, при прокладке кабелей в каналах обеспечивается надежная защита от механических повреждений. Кабельные каналы выполняют из унифицированных железобетонных конструкций, а также из кирпича.

Вне зданий кабельные каналы, как правило, засыпают поверх съемных плит слоем земли не менее 300 мм. Внутри зданий кабельные каналы закрывают негорючими плитами. Для прокладки кабелей в каналах применяют кабельные стойки с полками и профили с закладными подвесками. Допускается также укладка кабеля по дну канала.

Прокладка кабелей в туннелях и коллекторах

Кабельным туннелем называется закрытое сооружение (коридор) с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей и кабельных муфт, со свободным проходом по всей длине, позволяющим производить прокладку кабелей, ремонты и осмотры кабельных линий.

Кабельные туннели и коллекторы рекомендуется сооружать в городах и на предприятиях с уплотненной застройкой территории или при большом насыщении территории подземными

инженерными коммуникациям при количестве силовых кабелей, идущих в одном направлении, более 20.

Отличительной особенностью коллекторов является наличие в них водопроводов и тепловодов, что благоприятно сказывается на совместно проложенные кабели, так как водопроводы способствуют понижению температуры в кабельном сооружении, а тепловоды снижают сырость.

Туннели и коллекторы бывают круглого и прямоугольного сечений, они оборудуются водосборниками или ливневой канализацией, системами естественной или искусственной вентиляции, дистанционного и автоматического пожаротушения, а также освещения. Протяженные туннели и коллекторы разделяют по длине огнестойкими перегородками на отсеки длиной 150 м с устройством в них дверей. Пол туннеля или коллектора выполняется с уклоном 1% (т.е. 1 м на 100 м трассы) в сторону водосборников, ширина проходов должна быть не менее 1 м.

Раскатку кабелей в туннелях и коллекторах производят с помощью лебедки или вручную (при длине кабеля до 50 м), с применением раскаточных роликов. После раскатки кабель вручную укладывается с раскаточных роликов на кабельные конструкции, смонтированные вдоль стен.

Прокладка кабелей в галереях и эстакадах

Кабельной эстакадой называется надземное или наземное открытое горизонтальное или наклонное протяженное кабельное сооружение. Кабельная эстакада может быть проходной или непроходной.

Кабельной галереей называется надземное или наземное закрытое полностью или частично (например, без боковых стен) горизонтальное или наклонное протяженное проходное кабельное сооружение.

Данный способ прокладки рекомендуется на предприятиях, насыщенных различными подземными коммуникациями, территориях с грунтовыми условиями, неблагоприятно действующими на кабели, а также в районах вечной мерзлоты при количестве силовых кабелей, идущих в одном направлении, более 20. Применение эстакад и галерей рекомендуется в качестве основного вида прокладки по территории химических и нефтехимических предприятий, где не исключена возможность разлива вещества, разрушительно действующих на оболочки кабелей.

Кабели, прокладываемые в кабельных сооружениях, не должны иметь защитных покровов из горючих материалов.

Литература

1 Поспелов Г.Е., Федин В.Т., Лычев П.В. . Электрические системы и цепи. // 2004 . – С. 70-73.

УДК 621

УСТРОЙСТВА ГРОЗОЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ НА ПОДСТАНЦИЯХ

Веракса Р.В., Камыш В.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Петрашевич Н.С.

Введение. Молния – это природное явление, представляющее собой мощный электрический разряд. До сих пор это красивое, но опасное чудо природы не исследовано полностью. Однако, всем известна разрушительная мощь грозового разряда. Это большая угроза не только для жизни человека, но и для его имущества. Необходимость и важность защиты от ударов молнии электрических установок, линий электропередач, зданий и сооружений растет вместе с увеличением потребностей в увеличении генерируемой мощности для удовлетворения нужд потребителей.

Воздействие молнии не ограничивается на электрическом воздействии. Она обладает так же термическими и механическими силами разрушения. Температура канала грозового разряда по последним данным составляет примерно 30 000 градусов по Цельсию. Поэтому при прохождении по токоведущим частям грозовой разряд способен расплавить металл, который является основным материалом для проводников, корпусов электроустановок. Для сохранения целостности электрооборудования подбирается минимально допустимое сечение проводов, толщина изоляции и т.д.

Разряд молнии представляет с собой несколько последовательных импульсов. Траекторию движения и место удара ее предсказать невозможно. Она зависит от поля земли и объектов, расположенных на земле. Известно, что, если под тучей окажется какое-либо сооружение, то молния будет передвигаться к земле по самому короткому пути.

На основе многих исследований были выведены некоторые закономерности поведения молнии. Например, при наличии двух объектов одинаковой высоты под грозовым облаком, разряд будет приходиться на объект, имеющий лучшее заземление и проводимость.

Грозозащита подстанции. Комплексная защита подстанции состоит из внутренней и внешней защиты от грозовых перенапряжений. Однако, если подстанция встроенная или внутрицеховая, то защита может выполняться только внутренняя, так как внешняя защита обеспечивает безопасность от перенапряжения всего здания, которое включает в себя и закрытую подстанцию.

Перенапряжения, вызванные ударом молнии, делятся на два типа: перенапряжения прямого удара и индуцированные перенапряжения. Первый тип характерен для ситуации непосредственного попадания молнии в электроустановку. В этом случае импульсное напряжение зависит от конструктивных особенностей объекта, от величины сопротивления заземления и режима нейтрали. Так же большое влияние оказывают параметры и самой молнии: скорость роста молнии, сопротивление канала молнии. Для защиты от прямого удара используют молниеотводы.

Второй тип перенапряжений характерен при попадании молнии в землю рядом с электроустановкой. Для защиты подстанции от импульсных перенапряжений применяются, например, разрядники, нелинейные ограничители напряжения.

От прямых ударов молнии различные электроустановки, линии электропередач, подстанции, ОРУ и так далее необходимо защищать. Однако существует несколько допущений.

Молниезащита не требуется для открытых подстанций 20 кВ и 35 кВ с трансформаторами единичной мощностью 1,6 МВА и ниже; ОРУ и открытых подстанции 20 кВ и 35 кВ, при условии, что число грозовых часов в году до 20; ОРУ и открытых подстанции менее 220 кВ на площадках с эквивалентным удельным сопротивлением земли в грозовой сезон, при условии, что число грозовых часов в году до 20.

Закрытые подстанции защищаются от прямых ударов молнии, если число грозовых часов в году превышает 20. Закрытые подстанции, выполненные с помощью металлических покрытий и конструкций, следует защитить заземлением металлических частей. Если

закрытые подстанции не имеют такие металлические части и не могут быть заземлены, то необходимо использовать различные молниеотводы или молниеприемники.

Защита подстанции от прямого удара молнии. Молниеотвод. Защита от удара молнии уже очень давно волнует человечество. Первые упоминания о способах защиты относятся к императору Августу, который в этих целях использовал шкуру тюленя. Существовали и другие пути сохранения жизни и имущества, но только лишь в 1752-м году Бенджамином Франклином был придуман молниеотвод. Этот метод защиты от грозových разрядов имел огромную популярность и по сей день сохраняет свою функцию.

Молниеотводы делятся на два вида по типу молниеприемника: стержневые и тросовые. Принцип его действия очень прост. Так как молния бьет в самый высокий объект, которым и является молниеотвод, он принимает на себя прямой удар и отводит электрический ток в землю, тем самым защищая расположенные в зоне его защиты объекты.

На рисунке 1 представлена конструкция стержневого молниеотвода.

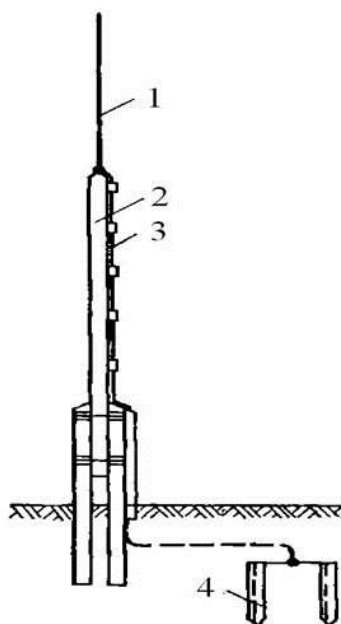


Рисунок 1. Конструкция стержневого молниеотвода. 1 – молниеприемник; 2 – несущая конструкция; 3 – токопровод; 4 – заземлитель.

К молниеприемникам предъявляются высокие требования. Так как они воспринимают прямые удары молнии, то должны обладать механической и тепловой стойкостью к воздействию электрического тока, а также должны выдерживать высокую температуру при разряде.

Функция несущей конструкции заключается в соединении всех элементов молниеотвода в прочную и жесткую конструкцию. Так как молниеотводы устанавливаются в непосредственной близости к объектам под напряжением, то не исключены ситуации падения молниеотвода на токоведущие части. Такие ситуации приводят к аварии, порче электрооборудования и т.д. От таких случаев и должна защищать несущая конструкция, которая надежно закрепляет молниеотвод.

Важным показателем молниеотвода является качество его заземления. Эффективность и надежность защиты подстанции зависит от заземлителя. Основная задача его заключается в отводе тока разряда молнии в землю, поэтому его основные характеристики определяются стойкостью к механическому и тепловому воздействию тока, как и молниеприемник. Кроме того, заземлитель должен иметь хорошую стойкость к химически-агрессивной почве, устойчивость к коррозии.

На рисунке 2 представлены зоны защиты и 100%-го поражения молниеотвода.

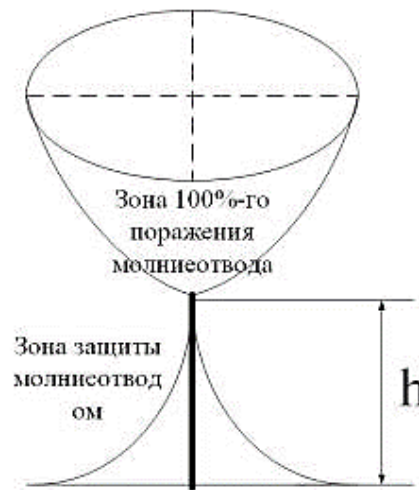


Рисунок 2. Зоны защиты и 100%-го поражения молниеотвода

Зона защиты молниеотвода определяется расчетным путем и регулируется правовыми документами.

Для увеличения зоны защиты можно поставить несколько молниеотводов. В качестве примера на рисунке 3 изображено два молниеотвода и граница их зоны защиты в горизонтальном и вертикальном сечении.

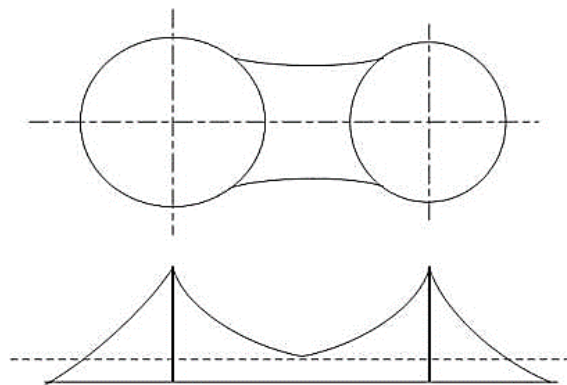


Рисунок 3. Зона защиты двух равновысоких стержневых молниеотводов

Установка молниеотводов. Установка молниеотводов чаще производится на порталах подстанции (на конструкциях ОРУ). Это, прежде всего, обуславливается эффективностью использования защитных зон, так как устанавливаются ближе к защищаемым объектам. Конечно, установка таким способом является экономически выгоднее, так как требуется меньше металла на изготовление.

Вариант установки молниеотводов на конструкциях ОРУ имеет недостаток. Существует вероятность поражения молниеотвода ударом молнии с большой амплитудой и крутизной фронта импульса тока. Что может привести к поражению и защищаемой конструкции. Это в свою очередь приведет к «обратному» перекрытию изоляции, пробое изоляции, перекрытие гирлянд, повреждению оборудования, аварии и т.д.

Отдельно стоящие молниеотводы в этом плане безопасны. Но затраты на установку таких молниеотводов значительно выше.

Поэтому при проектировании подстанции выбирается оптимальный вариант, который учитывает и стоимость, и надежность.

Тросовые молниеотводы чаще применяются для защиты линий электропередач. Их используют для защиты участка линии длиной 1-3 км, подходящие к подстанции.

Аппараты защиты от импульсного перенапряжения. Основными аппаратами защиты подстанции от импульсных перенапряжений атмосферного характера или от грозовых перенапряжений являются разрядники, ограничители перенапряжения. Рассмотрим наиболее часто встречающиеся.

Разрядники. Самым простым является искровой промежуток. Иначе его еще называют искровым разрядником. Принцип его работы очень прост. Сама конструкция представляется собой двух стержневых электродов, между которыми находится защитный промежуток. При пробое этого промежутка и образовании между электродами устойчивой дуги, приводит к аварийному отключению электроустановки.

Еще один тип используемых разрядников - трубчатый. Они чаще применяются для защиты подходов к подстанции, для защиты оборудования маломощных подстанций. Конструкция такого разрядника представлена на рисунке 4.

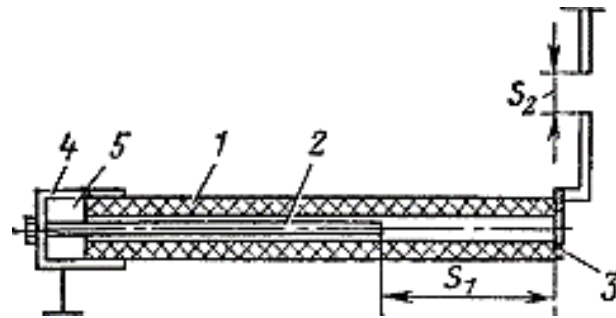


Рисунок 4. Трубчатый разрядник. 1 – газогенерирующая трубка;
2 – стержневой электрод; 3 – кольцевой электрод; S_1 – внутренний искровой промежуток;
 S_2 – внешний искровой промежуток.

При грозовом перенапряжении искровые промежутки пробиваются, в результате образуется дуга. Под действием высокой температуры начинается интенсивное выделение газа. Давление в трубке начинает увеличиваться, из-за чего газы двигаются в сторону низкого давления, то есть к открытому концу трубки. Созданное продольное дутье оказывается достаточным для гашения дуги.

Для защиты изоляции электрооборудования подстанции чаще применяют вентильные разрядники. Свое название они получили благодаря своей характерной особенности. Сопротивление такого разрядника нелинейно, то есть с увлечением значения силы тока сопротивление уменьшается. Это позволяет пропускать большие токи через разрядник с наименьшим падением напряжения. В конструктивном исполнении вентильные разрядники представляют собой несколько искровых промежутков, последовательно соединенные с рабочим резистором. Рабочий резистор должен снижать ток до такого значения, которое сможет быть погашено искровыми промежутками.

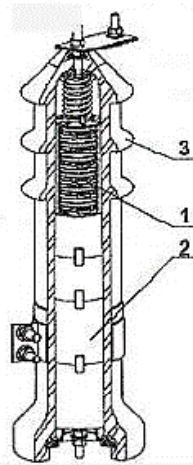


Рисунок 5. Вентильный разрядник. 1 – искровые промежутки; 2 – нелинейные резисторы;
3 – герметично закрытая фарфоровая крышка.

Ограничители перенапряжений. В настоящее время использование разрядников отходит на второй план. И в современных подстанциях основной аппарат защиты от грозовых перенапряжений нелинейные ограничители перенапряжения (ОПН).

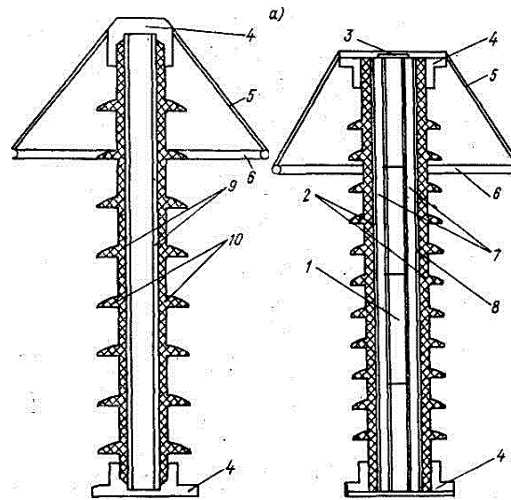


Рисунок 6. Конструкция нелинейного ограничителя перенапряжения наружного исполнения.

- 1 – сквозная полость (предусматривается только у ОПН при использовании фарфоровой покрышки);
 2 – изолирующий корпус с ребрами; 3 – узлы герметичности и взрывоопасности; 4 – фланцы корпуса;
 5 – экранодержатели; 6 – наружный тороидальный экран; 7 – колонки варисторов.

В отличие от вентильных разрядников ОПН не имеет искровых промежутков. Основой ОПН является нелинейное сопротивление, состоящее из одной или нескольких колонок резисторов на основе оксида цинка – варисторы. Вольтамперная характеристика ОПН резко нелинейна. Необходимость в искровых промежутках полностью отпадает, тем самым обеспечивается ограничение всех грозовых и коммутационных перенапряжений до безопасного для защищаемой изоляции уровня.

Заключение. С каждым годом мощность вновь проектируемых электроустановок, станций, подстанции растет. В связи с этим развивается, и система защиты для полной безопасности защищаемых объектов. Из эксплуатации выводят старую аппаратуру, а на их место приходят новейшие разработки в области электрооборудования. Какие-то аппараты защиты остаются основными уже на протяжении больше века.

Литература

1. ГОСТ Р 51992-2002 (МЭК 61643-1-98). Устройства для защиты от импульсных перенапряжений в низковольтных силовых распределительных системах. Часть 1. Требования к работоспособности и методы испытаний.
2. Правила устройства электроустановок / Министерство топлива и энергетики Российской Федерации - 6-ое изд-е - М.: Главгосэнергонадзор России, 1998. - 607с.
3. Юриков А.А. Защита электростанций и подстанций 3-500 кВ от прямых ударов молнии. - М.: Энергоиздат, 1982. - 88с., ил. - (Б-ка электромонтера; Вып. 541).

УДК 159.995

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ AUTOCAD ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ДЕТАЛЕЙ

Ковзан А.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

При изображении аксонометрии любой детали надо разбить ее на более простые фигуры, с которыми впоследствии необходимо работать. В качестве примера можно взять аксонометрию изолятора ТФ-20. Линейный изолятор — устройство для подвешивания и изоляции проводов и кабелей на опорах воздушной линии электропередачи или воздушных линий связи. Штыревые фарфоровые изоляторы ТФ-20 используются для изоляции и крепления проводов ВЛЭП, в том числе изолированных, в распределительных устройствах переменного тока, а также применяются на линиях железнодорожного транспорта.

Достоинства: Данный тип изоляторов более термостойкий и имеет увеличенные электрические характеристики. При пробое изолятор не разрушается и провод не обрывается.

Условное обозначение изолятора фарфорового ТФ 20:Т – телефонный, Ф - фарфор, материал изоляционной детали 20 – класс напряжения, кВ.



Рисунок.1 Изолятор ТФ-20

В первую очередь необходимо разобраться с внешней составляющей детали, а потом лишь – со внутренней.

Можно начать с верного цилиндра, в котором есть треугольный вырез. В AutoCAD его можно выполнить с помощью функции «Тело. Вычитание» (рис.2).

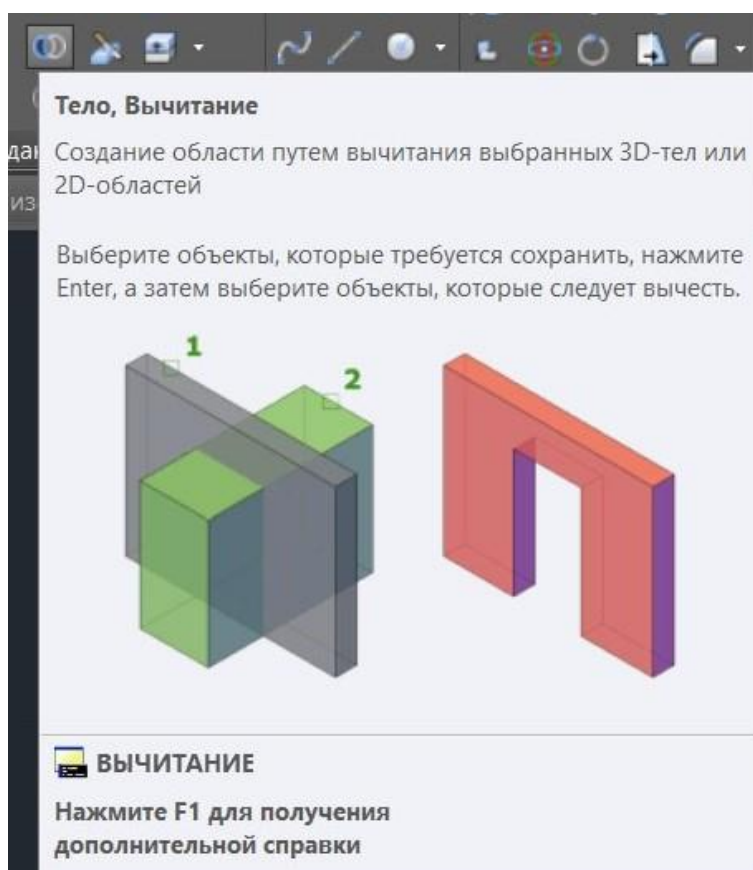


Рисунок. 2 Операция «Вычитание»

Перед самым вычитанием необходимо начертить треугольную плоскость, которая «вырежет» часть цилиндра.

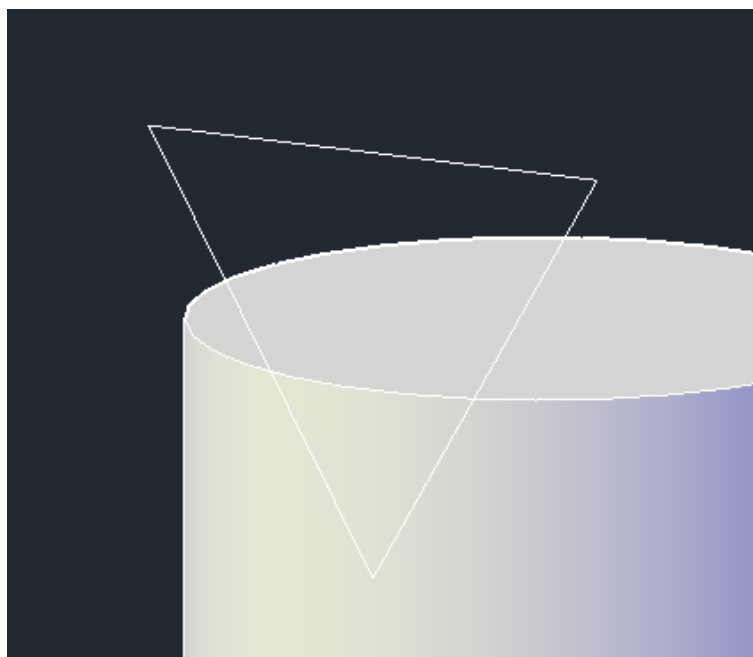


Рисунок 3 Вычитание треугольной плоскостью

Чтобы преобразовать фигуру в плоскость нужно воспользоваться функцией «Выдавить».

При этом расстояние, на которые выдавливается треугольник можно брать произвольное, лишь с одной оговоркой: плоскость должна выходить за пределы цилиндра.

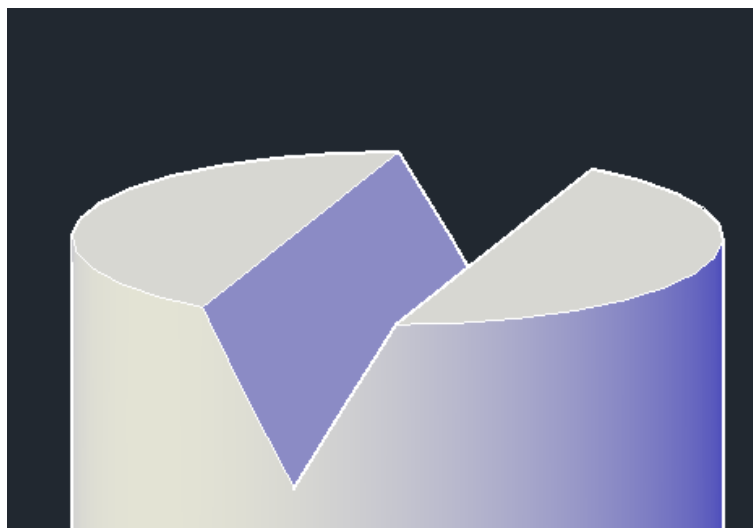


Рисунок 4 Результат операции вычитания

Чтобы изобразить «плавный переход» от одного цилиндра к другому, следует начертить круг, который потом надо проворачивать вокруг оси, представляющей собой окружность и проходящей через центр круга, с помощью операции «Сдвиг». А потом воспользоваться уже знакомой операцией «Тело. Вычитание».

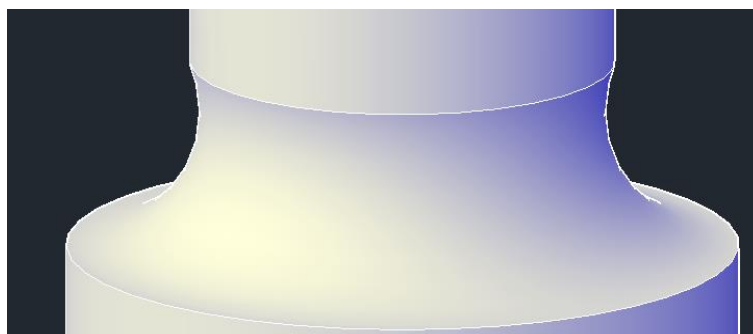


Рисунок 5 Результат операции сдвиг

Затем необходимо перейти к изображению внутренних полостей.

Полости внутри изолятора представляют собой 2 цилиндра разных диаметров и высот и объект вращения прямоугольника вдоль окружности.

С помощью функции «Тело. Вычитание» вычитаем из исходного объекта 2 цилиндра.

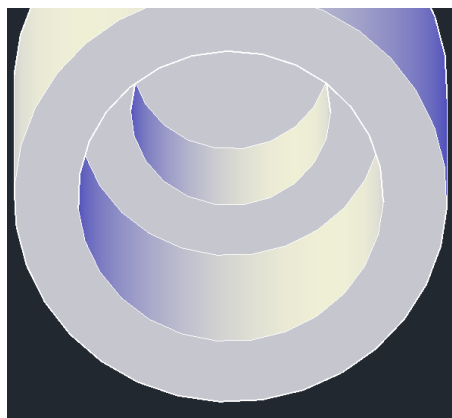


Рисунок 6. Внутренние поверхности изолятора

Вращать прямоугольник можно с помощью операции «Сдвиг».

Чтобы показать все полость внутри изолятора, следует изобразить деталь в разрезе, для этого следует воспользоваться функцией «Секущая плоскость».

Результатом будет изображение на рис.7

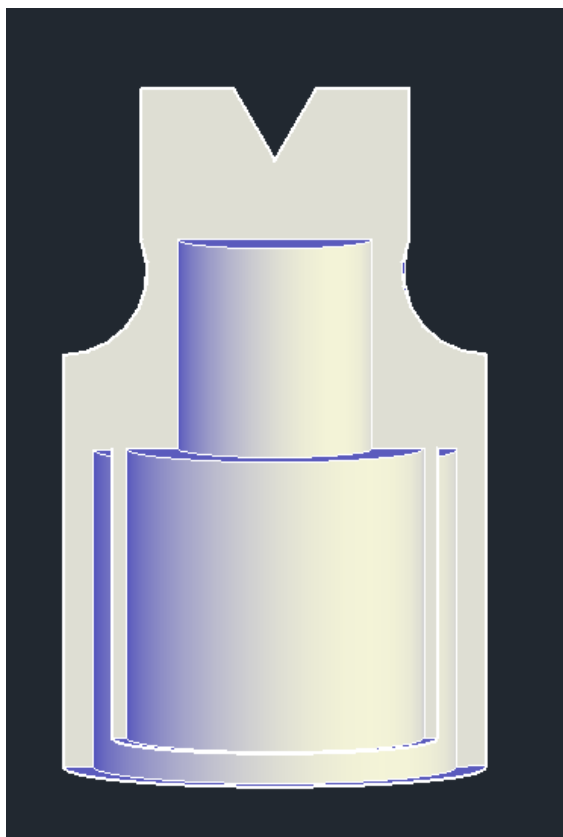


Рисунок 7 – Модель изолятора

Таким образом, эта работа показывает на примере изолятора, что с возможностями программы AutoCAD и необходимыми знаниями, можно выполнить аксонометрию любой детали вне зависимости от сложности.

Литература

1. Википедия — свободная энциклопедия [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/AutoCAD>– Дата доступа: 01.04.2018
2. Справочник проектировщика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://seniga.ru/index.php/sapr/ssapr/63-autocad.html>– Дата доступа: 01.04.2018

УДК 621.3

ПОЛИМЕРНЫЙ ИЗОЛЯТОР

Ёч Э.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Калентионюк Е.В.

Изобретение относится к области электротехники, в частности к конструкциям высоковольтных полимерных изоляторов, применяемых в условиях высоких механических нагрузок в высоковольтных линиях электропередач, контактной сети городского транспорта, на железных дорогах.

Известен изолятор, содержащий механопрочный стержень из полимера, армированный металлическими наконечниками, выполненными в форме стакана, и охваченный защитной оболочкой с развитой внешней. Устройство содержит также экран, выполненный из стекловолокна и установленный между стержнем и токонесущим механическим оконцевателем.

Однако такой изолятор при воздействии разнообразных климатических факторов и механических нагрузок не обладает необходимой электрической прочностью из-за потери герметичности при работе в зоне установки механических оконцевателей при работе в условиях повышенной влажности в течение длительного времени.

Наиболее близким по технической сущности к предлагаемому полимерному изолятору является изолятор, у которого оконцеватель, изолирующий стержень и защитная оболочка соединены клеем холодного отверждения посредством опрессовки (см. патент RU №2262760, Н 01 В 17/02, опублик. 2005 г.).

Однако такой изолятор не обладает способностью к самовосстановлению микротрещин под воздействием механических нагрузок для поддержания необходимой электрической прочностью из-за предотвращения нарушения герметичности при работе в зоне установки механических оконцевателей при работе в условиях повышенной влажности в течение длительного времени.

Технической задачей изобретения является повышение электрической надежности путем создания эффективной системы герметизации конструкции изолятора с возможностью к самовосстановлению при работе в условиях повышенной влажности в течение длительного времени.

Эта техническая задача достигается тем, что известный полимерный изолятор, содержащий механопрочный стержень из полимера, охваченный защитной оболочкой и армированный металлическими токонесущими оконцевателями, выполненными в форме стакана, снабжен слоем клея холодного отверждения, расположенного в промежутке между металлическими токонесущими оконцевателями и защитной оболочкой, каждый токонесущий металлический оконцеватель выполнен с конусной внутренней поверхностью со стороны открытого торца, сопряженной с внешней поверхностью защитной оболочки, выполненной из кремнийорганической резины, торцевая часть которой имеет форму конуса, дно металлического токонесущего оконцевателя герметично соединено, например, клеем с торцом стержня, а боковая конусная стенка защитной оболочки укорочена, что освобождает пространство для клея, который отвердевает при попадании влаги, резиновые кольца, разделяющие различные типы клеев, слой клея холодного отверждения и внутренняя конусная боковая поверхность металлического токонесущего оконцевателя совместно спрессованы.

Сущность поясняется чертежами, где на рис.1 показан общий вид полимерного изолятора, на рис.2 приведена зона герметизации изолятора.

Полимерный изолятор, содержащий механопрочный стержень из полимера, охваченный защитной оболочкой и армированный металлическими токонесущими оконцевателями, выполненными в форме стакана, отличающийся тем, что он снабжен слоем клея холодного отверждения, расположенного в промежутке между металлическими токонесущими оконцевателями и защитной оболочкой, каждый токонесущий металлический

оконцеватель выполнен с конусной внутренней поверхностью со стороны открытого торца, сопряженной с внешней поверхностью защитной оболочки, выполненной из кремнийорганической резины, торцевая часть которой имеет форму конуса, дно металлического токонесущего оконцевателя герметично соединено, например, клеем с торцом стержня, а боковая конусная стенка защитной оболочки, слой клея холодного отверждения и внутренняя конусная боковая поверхность металлического токонесущего оконцевателя совместно спрессованы, разработанное техническое решение отличается, тем что конус боковой стенки обрезан по высоте до места где осуществляется соприкосновение конусных поверхностей, а образовавшееся место заполняется жидким клеем, который с двух сторон изолируется резиновыми кольцами.

При спрессовке слой клея заполняет все зазоры в сопрягаемых поверхностях (оконцеватель, изолирующий стержень, защитная оболочка), а его излишки выходят наружу, или сжимают резиновое кольцо. Таким образом, осуществляется надежная двойная герметизация в зоне соединения оконцевателей, с защитной оболочкой. Использование предлагаемого полимерного изолятора обеспечивает его надежную работу при эксплуатации на открытом воздухе в атмосфере с различными степенями загрязненности и влажности при минусовых и плюсовых температурах в течение не менее 30 лет.

1. Мехнопрочный стержень из полимера;
- 2,3. Оконцеватели (металлические);
4. Дно оконцевателя;
- 5,8. Слой клея;
6. Боковая стенка;
7. Конусная поверхность;
9. Конусная боковая стенка;
10. Формованная защитная оболочка; из кремнийорганической резины;
11. Клей в жидком состоянии;
12. Резиновые кольца.

Приведенные выше материалы имеют технологии для промышленного изготовления и объединения их в единую конструкцию, такие как литье, и обработка оконцевателей, изготовление изолирующих стержней, формовка защитной оболочки из кремнийорганической резины, опрессовка, технологии изготовления клея.

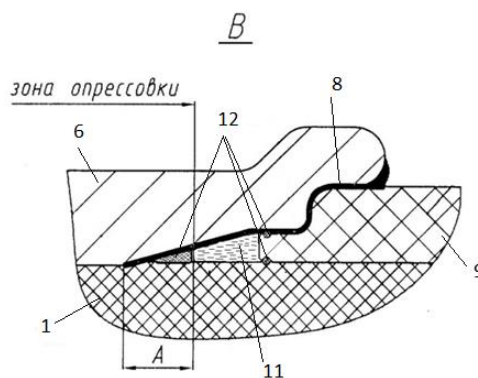
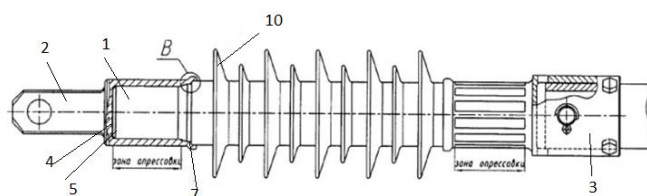


рис.1 и 2

Литература

1. Полимерный изолятор: патент РФ № 2262760 / Акименко А.А. , Сафонов А.В. , Барсуков В.В. , Ушаков А.Е. , Кленин Ю.Г. - Бюл. 2005.- № 33.

УДК 621.317.7

МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ДАЛЬНОМЕР

Нурклычев Б.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Калентионюк Е.В.

Изобретение относится к ручному дальномеру для бесконтактного измерения расстояний.

Обычно с помощью подобных дальномеров измеряют удаление соответствующего объекта от точки отсчета, к которой дальномер прикладывают его соответствующим измерительным упором. Такие дальмеры могут быть выполнены, например, в виде лазерного дальмера, ультразвукового дальмера или же высокочастотного, соответственно, радиодальмера. Во всех случаях расстояние до соответствующего объекта измеряется путем прямого, соответственно косвенного, определения времени распространения, излученного дальномером модулированного сигнала, который отражается от объекта и затем вновь принимается дальномером.

Известен электронный дальномер [1], имеющий излучатель измерительного пучка, приемник отраженного от объекта в обратном направлении пучка и блок обработки для определения расстояния от дальмера до места отражения измерительного пучка, а также имеющий на каждой из двух параллельных друг другу поверхностях своего корпуса, который имеет в основном форму прямоугольного параллелепипеда, по измерительному стержневидному упору, которые закреплены на корпусе с возможностью их передвижения вперед и назад. Такие измерительные стержневидные упоры, которые закреплены в направляющих по обе стороны корпуса дальмера, можно с одной стороны задвигать вплоть до уровня передней поверхности дальмера, соответственно, можно из другого устойчивого конечного положения выдвигать на точно заданную длину. Выдвинутое положение измерительных стержневидных упоров автоматически определяется предусмотренными в их направляющих либо в стенке корпуса дальмера сенсорными переключателями, и данные о нахождении измерительных стержневидных упоров в выдвинутом положении передаются в блок обработки, которым оснащен электронный дальномер.

В зависимости от решаемой задачи измерений за привязанную к дальномеру точку отсчета, соответственно, нулевую точку, при измерении расстояния принимается либо передняя, либо тыльная сторона дальмера.

Недостатком данного дальмера является ограниченная область применения.

Задачей изобретения является увеличение области применения в повседневной жизни. Предупреждение о столкновении для передвигающихся объектов, также ограничение рабочей области в электроустановках выше 1 кВ, и т.д.

Сущностью изобретения является то, многофункциональный ультразвуковой дальномер, содержит:

Дальномер для бесконтактного измерения расстояний, имеющий корпус с передней стороной, обращенной в рабочем направлении, в котором измеряется расстояние, и с обращенной от нее тыльной стороной, которая образует первую базовую плоскость, от которой измеряется расстояние, с по меньшей мере восьми измерительным упорным элементом установленным в отдельном корпусе с возможностью перемещения в области измерения, со своим аккумулятором питания, модуль подзарядки, так же возможность настройки и передачи данных по Bluetooth 4.1 или Wi-Fi с отдельным блоком управления имеющий корпус, Bluetooth 4.1 или Wi-Fi приемник, дисплей, динамик возможность подключения к ПК и автомобильному монитору, USB модуль, LAN модуль, индикатор заряда батареи, джойстики для ввода и вывода данных, блок оперативной памяти, блок постоянной памяти, со своим аккумулятором питания, модуль подзарядки.

Технический результат заключается в том, что пользователю предоставляется возможность использовать данный многофункциональный ультразвуковой дальномер по

своему усмотрению. Например, как измеритель расстояния от точки А до точки В, настроить для предупреждение о столкновении для передвигающихся объектов установив дальномер на объект передвижения, также ограничение рабочей области в электроустановках выше 1 кВ, и т.д.

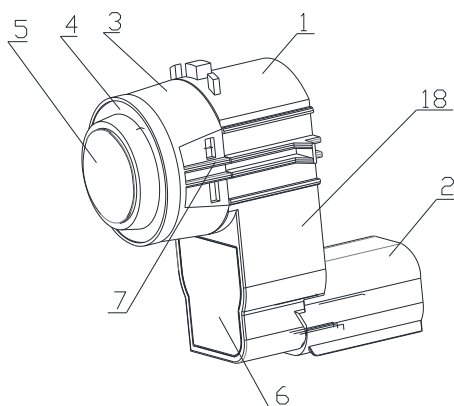


Рисунок. 1 Ультразвуковой дальномер

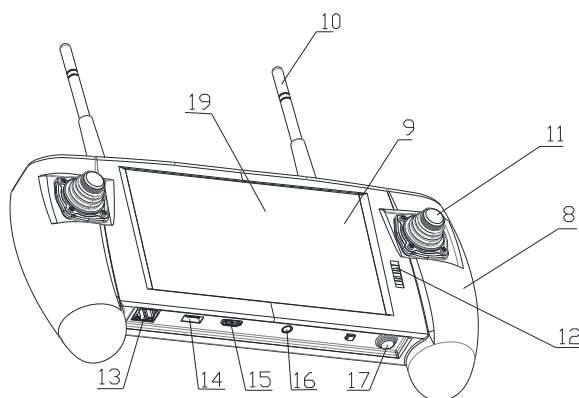


Рисунок. 2 Блок управления дальномером

На рис.1 показан ультразвуковой дальномер 18, имеющий корпус 1, разъем для питания и зарядки аккумулятора 2, крышка для фиксации датчика 3, приемник отраженного ультразвука 4, излучатель ультразвука 5, крышка от аккумулятора 6, крепления крышки для фиксации датчика с корпусом 7.

На рис. 2 показан блок управления дальномером 19, имеющий корпус 8, LED экран 5 дюймов 9, Wi-Fi антенна 10, джойстик управления 11, светодиодная индикация 12, LAN разъем 13, USB разъем 14, HDMI разъем 15, аудио разъем 16, кнопка вкл. 17.

Литература

1. Дальномер : патент RU 2450286 С2 / Роберт Бош гмбх, Вольф Петер , Скультети-Бетц Уве, Штирле Йёрг, Хаазе Бьёрн, Ренц – Бюлл. - 24.01.2008

УДК 62-4

ФИЛЬТР ДЛЯ ЗАЩИТЫ ОТ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

Пинчук Ю.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Калентионук Е.В.

Известно изобретение для защиты от электромагнитного излучения (рис.1). Изобретение относится к области электронной техники и может быть использовано для защиты от воздействия электромагнитного излучения. Сущность изобретения состоит в том, что токопроводящего покрытия (1) нанесено на прозрачную подложку (2) в виде сетки, имеющей заданные размеры и сопротивление. Для повышения антибликового эффекта токопроводящее покрытие фильтра выполняют из материала темного цвета. Высокие защитные свойства фильтра наблюдаются при изготовлении его из материалов на основе золота, серебра, никеля.

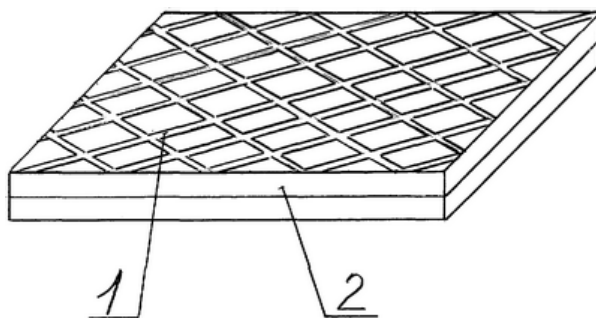


Рисунок 1 Фильтр, используемый для защиты от электромагнитного излучения
1- токопроводящее покрытие; 2 – прозрачная диэлектрическая подложка.

Недостатком фильтра является то, что он не эффективно подавляет электромагнитное излучение из-за большой величины сопротивления токопроводящего покрытия. Данный недостаток устраняется тем, что в известном фильтре для защиты от электромагнитного излучения, включающем токопроводящее покрытие на прозрачной диэлектрической подложке, токопроводящее покрытие выполнено в виде сетки, имеющей форму шестиугольника (рис.2).

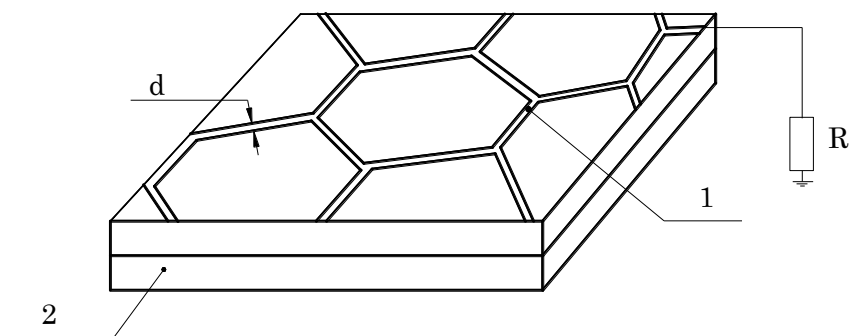


Рисунок.2 Фильтр с уменьшенным сопротивлением токопроводящего покрытия
1- токопроводящее покрытие; 2 – прозрачная диэлектрическая подложка; d – ширина перемычки; R – заземленный проводник.

Работает фильтр следующим образом. При воздействии паразитного электромагнитного излучения на токопроводящее покрытие 1 фильтра в нем возникают токи наводки, которые выводятся через заземленный проводник (R).

Пример конкретного выполнения.

Для подавления электромагнитного излучения ГИП на внешней поверхности ее лицевой пластины сформировано токопроводящее покрытие в виде сетки с ячейками

квадратной формы, направление диагоналей которых соответствует направлению продольной и поперечной осей пластины.

Токопроводящее покрытие выполнено из пасты на основе золота методом трафаретной печати. Сетка сформирована с перемычками шириной 0,05 мм, размером ячеек 1,4 мм. Сопротивление токопроводящего покрытия 2,82 Ом. При использовании меди вместо золота сопротивление токопроводящего покрытия составит: 2,15 Ом.

Токопроводящее покрытие выполнено из пасты на основе золота методом трафаретной печати. Сетка сформирована с перемычками шириной 0,05 мм, размером ячеек 1,75×1,75 мм. Сопротивление токопроводящего покрытия 3 Ом.

Выводы: предлагаемое изобретение (рис.2) позволяет создать фильтр, эффективно защищающий от воздействия электромагнитного излучения благодаря уменьшенному значению сопротивления в 1,06 раз за счет изменения формы токопроводящего покрытия от сетки с ячейками квадратной формы до сетки с ячейками шестиугольной формы. А при использовании меди вместо золота в качестве материала сетки значение сопротивления можно уменьшить в 1.4 раза.

Литература

1. Фильтр для защиты от электромагнитного излучения: пат. 2277729 РФ: МПК (2006.01) G12 B17/02 /А.Н. Ивлюшкин, В.Г. Самородов.–№2004115806; заявл. 24.05.2004; опубл. 10.06.2006.–4 с.

УДК 621.3

ПАНЕЛЬ СОЛНЕЧНОЙ БАТАРЕИ

Рудак Д.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Калентионюк Е.В.

Изобретение относится к области использования солнечной энергии и превращения ее в электрическую и может быть использовано при создании новых механизмов для рационального использования солнечных батарей.

Известны панели солнечных батарей, конструкция которых описана в журнале "Экономика + техника" №1 за 1990 г. стр.70-72. Она состоит из рамы, вертикальных стоек и собственно солнечных батарей, смонтированных на раме, устанавливаемой под определенным углом наклона. Существенным недостатком этой конструкции является узкий технологический диапазон использования: нельзя менять угол наклона панели в зависимости от изменения положения солнца на небосклоне, не предусмотрена очистка панели от пыли и осадков и т.д.

Наиболее близким техническим решением к изобретению является панель солнечной батареи конструкции Буркова Л.Н. (рис. 1), панель состоит из вертикальной стойки, рамы и собственно солнечных батарей, при этом рама выполнена прямоугольной с соотношением сторон $a/v=1,618$, где a - малая сторона рамы, v - большая сторона рамы, продольные и поперечные ребра рамы расположены так, что образуемые ими ячейки имеют такое же соотношение сторон. Панель установлена шарнирно на центральной стойке и может независимо поворачиваться в двух взаимно перпендикулярных плоскостях за счет установки двух дуг по 180° прямоугольного сечения, для очистки поверхности панели предусмотрена цилиндрическая щетка с возможностью вращения вокруг продольной оси и движения вверх-вниз по панели. Такое выполнение панели расширяет ее технологические возможности: облегчает регулирование угла наклона в двух взаимно перпендикулярных плоскостях и механизмирует очистку поверхности панели от пыли и атмосферных осадков, ухудшающих качество работы батарей.

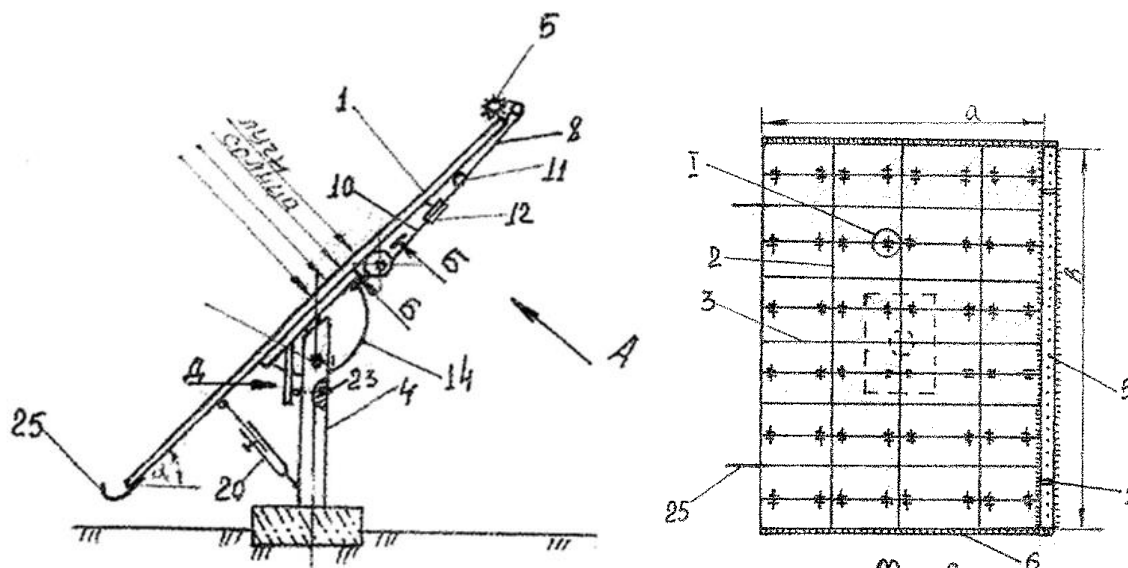


Рисунок 1. Панель солнечной батареи конструкции Буркова Л.Н.

1-рама; 2,3-поперечные и продольные ребра; 4-центральная опора; 5-цилиндрическая щётка; 6-шестерённо-реечная передача; 7-лебёдка; 8-тяговый элемент; 9-кольца; 10-нить; 11-ролик; 12-труба; 13-барабан; 14,15-дуги; 16,17-шестерни; 18-основание; 19-плоские пружины; 20,21-тяги; 22,23,24-гнезда; 25-водосток.

Однако эта панель не обладает автоматической очисткой из-за невозможности мониторинга поверхности панели солнечной батареи. Данный недостаток устраняется тем,

что панель солнечной батареи оснащена устройством мониторинга поверхности панели, а также другими устройствами для осуществления автоматической очистки (рис. 2).

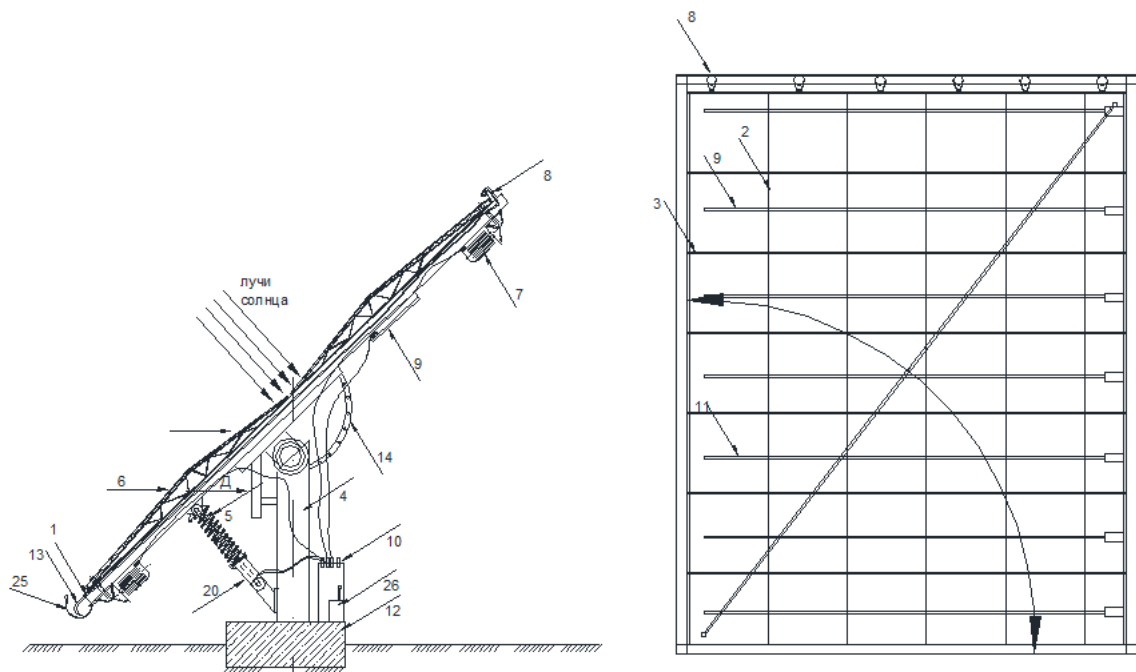


Рисунок 2. Панель солнечной батареи

1-рама; 2,3-поперечные и продольные рёбра; 4-центральная опора; 5-пружина; 6-щётки; 7-реверсивный двигатель; 8-распылитель воды; 9-устройство мониторинга; 10-аккумулятор; 11-нити нагревателя; 12-основание; 13-трубка; 14,15-дуги; 16,17-шестерни; 18-основание; 19-плоские пружины; 20,21-тяги; 22,23,24-гнезда; 25-водосток; 26-передатчик информации.

Работа панели заключается в том, что ее сначала необходимо установить под необходимыми углами наклона, что достигается последовательным вращением шестерен 16 и 17 и последовательной установкой дуг 14 и 15, после того как тот или иной угол наклона панели установлен, его фиксируют соответствующей телескопической тягой 20 и 21. Если возникает необходимость после выпадения осадков или при сильной запыленности панели, устройство мониторинга 9 передает информацию через передатчик 26 в блок управления (5), который воздействует на двигатель 7, а двигатель в свою очередь вращает щётки 6, которые работают в синхронизации с распылителями воды 8.

Выводы: предлагаемое изобретение (рис. 2) позволяет повысить коэффициент полезного действия на 40-50 %, а также позволяет производить очистку без помощи технического персонала.

Литература

1. Панель солнечной батареи конструкции Буркова Л.Н.: патент РФ 2280217: МПК F24J 2/52 / Л.Н. Бурков.-№2005100748/06 ; заявл. 13.01.2005; опубл. 20.07.2006.-4 с.

УДК 621.3

СОЛНЕЧНАЯ БАТАРЕЯ С КОНЦЕНТРАТОРОМ СОЛНЕЧНОГО ИЗЛУЧЕНИЯ

Садовский Д.О.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Калентионюк Е.В.

В электроэнергетики получили широкое применение альтернативные источники энергии. Одним из таких являются Солнечные электрические станции, состоящие из солнечных батарей. Солнечная батарея – энергетическая установка, предназначенная для преобразования солнечной энергии в постоянный ток. Недостатком данной установки является относительно малый КПД (порядка 50%). Солнечная батарея, содержащая каркас в виде плоских панелей с регулярно расположенными ячейками и с установленными в размер ячейки модулями, состоящими из подложки, на которую наклеены скоммутированные между собой металлическими шинами в электрическую цепь солнечные элементы, защищенные прозрачными пластинами, наклеенными на солнечные элементы с лицевой стороны, отличающаяся тем, что в качестве подложки и тыльной защиты солнечных элементов применяется изоляционный радиационно-стойкий фольгированный материал, а на тыльной поверхности подложки сформированы токопроводящие дорожки для коммутации солнечных элементов в электрическую цепь солнечной батареи, при этом покрытие на тыльной стороне подложки выполнено из материала с высоким коэффициентом излучения, кроме того, плоские панели выполнены в виде трубчатого каркаса с натянутыми на него струнами, а модули установлены на трубчатом каркасе с нависанием над периферийными трубами вплоть до их выступания за габариты плоских панелей и с минимальными зазорами между смежными модулями.

Задачей изобретения является повышение КПД.

Сущностью изобретения является добавление к солнечной батарее, содержащей каркас в виде плоских панелей с регулярно расположенными ячейками (1) и с установленными в размер ячейки модулями, состоящими из подложки, на которую наклеены скоммутированные между собой металлическими шинами в электрическую цепь солнечные элементы, защищенные прозрачными пластинами, наклеенными на солнечные элементы с лицевой стороны, отличающаяся тем, что в качестве подложки и тыльной защиты солнечных элементов применяется изоляционный радиационно-стойкий фольгированный материал, а на тыльной поверхности подложки сформированы токопроводящие дорожки для коммутации солнечных элементов в электрическую цепь солнечной батареи, при этом покрытие на тыльной стороне подложки выполнено из материала с высоким коэффициентом излучения, кроме того, плоские панели выполнены в виде трубчатого каркаса с натянутыми на него струнами, а модули установлены на трубчатом каркасе с нависанием над периферийными трубами вплоть до их выступания за габариты плоских панелей и с минимальными зазорами между смежными модулями, концентратора солнечного излучения, содержащего преломляющий слой (2) и расположенный под ним с образованием пустотелого световодного канала отражающий слой (3), при этом поверхность выхода излучения выполнена в торце светового канала, отличающийся тем, что, с целью увеличения концентрации излучения на поверхности выхода, преломляющий слой выполнен в виде параллельных друг другу оптических структур, расположенных под углом 0-85° к поверхности выхода излучения, при этом каждая структура по высоте выполнена из нескольких участков, первый по ходу солнечного излучения участок выполнен в виде собирающей линзы, а последующие в виде призм, имеющих разные преломляющие углы, направленные в сторону световодного канала.

Технический результат заключается в том, что с помощью концентратора солнечных лучей мы обеспечиваем больший поток света на модули солнечной батареи, тем самым увеличивая КПД всей установки.

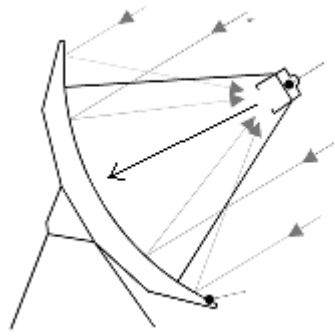


Рисунок1 Солнечная панель с концентратором солнечного излучения

Литература

1. Солнечная батарея: патент РФ-2243616: МПК8 H01L31/042 / Битков В.А.-№2005341672; заявл. (2003-06-30) публ. (27.12.2004). -4с.
2. Концентратор солнечного излучения: патент РФ-2000524: МПК8 F24J2/08 / Долгих Е.К. -№2008042177; заявл. (18.03.2002) публ.(25.09.2003) -5с.

УДК 621.3

СПОСОБ НАКОПЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ НЕЗНАЧИТЕЛЬНЫХ ПРОВАЛАХ НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ С РЕЗКОПЕРЕМЕННОЙ НАГРУЗКОЙ

Крапивина Т.С., Янушкевич К.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

Способ предназначен для накопления энергии при незначительных провалах напряжения с целью использования ее на ресурсы предприятий с резкопеременной нагрузкой. Для решения данной проблемы предлагается внедрение приборов учета, которые будут регистрировать всевозможные провалы напряжения (даже самые незначительные или кратковременные), и, соответственно, отправлять сигнал на работу накопителей энергии, которые будут располагаться на собственной подстанции предприятия.

При пуске мощностей предприятия эти приборы будут участвовать в использовании электроэнергии от накопителей в промышленных и коммунальных целях.

В качестве прототипа, непосредственно для приборов учета, используется «Счетчик критических выбросов и провалов напряжений» патент РФ 2183049.

Рассматриваемое изобретение относится к области информационно-измерительной и вычислительной техники и предназначено для подсчета выбросов или провалов напряжения, длительность превышения которыми различных уровней анализа больше заданных критических значений, а также определения суммарного времени отказов электрооборудования при нестационарном напряжении в электрических сетях.

В качестве аккумулирующего устройства используется гидроаккумулирующая установка, предложенная В.Т. Фединым патент ВУ 8452. Гидроаккумулирующая установка, содержащая водоем, аккумулятор энергии в виде полый емкости, расположенной в водоеме, реверсивный генератор, кинематически соединенный с полый емкостью, и дополнительно содержит компрессор с ресивером, газопровод с запорным устройством, выполненный из упругого материала и соединена посредством газопровода с ресивером, в верхней части полый емкости выполнено отверстие.

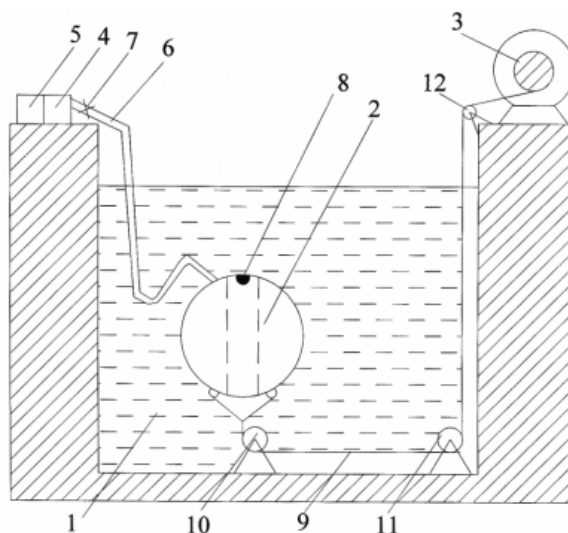


Рисунок 1– Гидроаккумулирующая установка

Гидроаккумулирующая установка содержит водоем 1, аккумулятор энергии в виде полый емкости 2 из гибкого материала, реверсивный генератор 3, ресивер 4, компрессор 5, газопровод 6 из упругого материала, запорное устройство 7 на газопроводе 6, отверстие 8 в верхней части полый емкости 2, кинематическую связь между реверсивным генератором 3 и полый емкостью в виде троса 9 и системы блоков 10, 11, 12. Полая емкость 2 посредством

газопровода 6 через запорное устройство 7 соединена с ресивером 4, который соединен с компрессором 5. На рисунке 1 полая емкость 2 находится в нижней части водоема 1 и удерживается стопорами, расположенными в нижней части водоема 1 (на рисунке 1 не показаны). При этом отверстие 8 закрыто.

Однако, рассматриваемую установку нерационально использовать в малые промежутки времени, т.к. механизм может не успеть отреагировать на кратковременные изменения напряжения. Предложение по улучшению данного накопителя состоит в том, что подъемное устройство снабжается храповым механизмом и пружиной, которая крепится на вал, с целью запаса (накопления) какого-либо количества энергии при любых провалах напряжения. Накопление энергии происходит за счет сжатия пружины, в момент кратковременного провала напряжения, когда храповой механизм незначительно раскручивает вал. В результате подъем полый емкости дополнительно будет осуществляться за счет запасенной с помощью пружины энергии. В следствии чего эффективность данной установки увеличится, и гидроаккумулирующая электростанция сможет отдавать в систему более 80% электроэнергии, получаемой ею из системы.

Прототипом храпового механизма является «Храповой механизм свободного хода», описанный в патенте РФ 2138707. Сущность изобретения поясняется чертежом, где на рисунке 2 - разрез Б-Б, рис. 3 - разрез А-А.

Храповой механизм свободного хода содержит корпус (обойму) 1, набор храповых дисков 2, жестко соединенных между собой в одно храповое колесо-звездочку, вал 3, поджимающие пружины 4, пакет гибких заклинивающих стержней 5, неподвижные концы которых шарнирно закреплены в обойме 1 на общей оси 6. Стержни 5 выполнены одинаковой длины в виде упругих пластин достаточной толщины и поджаты к зубьям храповых дисков 2 пружинами 4.

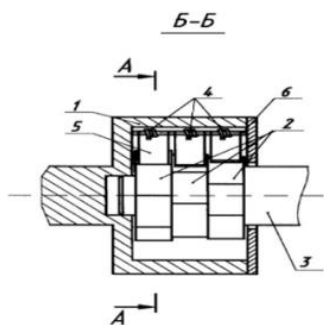


Рисунок 2

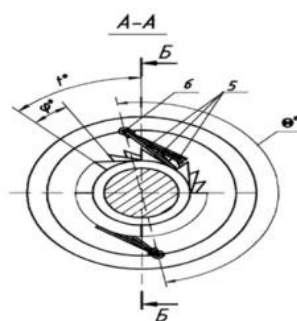


Рисунок 3

Литература

1. Бондалетов В.П., Заплаткин А.А., Михеев С.С. Храповой механизм свободного хода // Патент России № 2138707
2. Ермаков В.Ф., Джелаухова Г.А. счетчик критических выбросов и провалов напряжения и суммарного времени отказов электрооборудования // Патент России № 2183049
3. Федин В.Т. Гидроаккумулирующая установка // Патент Беларуси № 845

УДК 61.513.5

ПОДСТАНЦИЯ ГЛУБОКОГО ВВОДА

Баранова Д.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

Объектом, на который направлена аналитическая работа, является подстанция глубокого ввода. Официального толкования данного термина не существует. Согласно общепринятой формулировке, упомянутой в [1], под концепцией глубокого ввода понимается система внешнего электроснабжения потребителя от электрической сети высшего класса напряжения, с наименьшим числом ступеней трансформации, обеспечивающая передачу значительной мощности вглубь территории крупного города или крупного промышленного предприятия.

Соответственно, под подстанцией глубокого ввода понимают подстанцию класса напряжения 35 кВ и выше, сооружаемую непосредственно вблизи крупного узла нагрузки.

Предметом исследования выступают особенности построения подстанции.

При этом анализу следует подвергать три категории:

- начальные условия при проектировании;
- возможные трудности при строительстве;
- особенности эксплуатации подстанции глубокого ввода;
- критерии для оценки эффективности её сооружения.

Наибольшие трудности представляет первая категория, поскольку именно на этом этапе решается вопрос о целесообразности сооружения подстанции глубокого ввода.

При рассмотрении начальных условий проектирования учитывается целый ряд факторов, наиболее значимые из которых:

- требования к качеству поставляемой электроэнергии и уровню надежности электроснабжения потребителя;
- территориальные особенности местности (стесненные условия, наличие специфических требований при сооружении трассы линии);
- структура существующей электрической сети данного района и возможность её преобразования.

Если обобщить ответы на приведенные вопросы, то чаще всего подстанция глубокого ввода строится возле крупных промышленных центров, требующих повышенного качества и уровня надежности электроснабжения, при наличии районной электрической сети напряжением от 110 кВ.

Разумеется, такой проект может быть осуществлён в условиях экономического достатка, поскольку возведение такой подстанции может оказаться на порядок затратнее сооружения традиционных электрических сетей.

Структурно исследование в магистерской работе построено следующим образом:

- анализ нагрузок потребителя;
- выбор площадки при строительстве подстанции;
- выбор типа исполнения подстанции и её конструктивных элементов;
- выбор трассы линии и её исполнения;
- выбор электротехнического оборудования, вспомогательных устройств;
- расчёт основных параметров системы;
- выбор технико-экономических показателей для анализа эффективности проекта;
- анализ основных методов принятия решений в условиях многокритериальности;
- применимость выбранных методов для оценки целесообразности сооружения подстанции глубокого ввода на основе структуры существующей электрической сети.

На основе исследования можно судить о применимости того или иного метода для решения задачи сооружения нового объекта (в частности, подстанции глубокого ввода) в условиях множественности целей.

Основные критерии:

- минимум потерь мощности и энергии;
- минимум стоимости строительства и эксплуатационных издержек;
- минимум стоимости и себестоимости передачи электроэнергии;
- минимум ущерба от недоотпуска электроэнергии.

Вспомогательные критерии:

- рациональное использование территории;
- минимальное влияние трассы линии и подстанции на окружающую среду;
- максимальное использование технических новшеств.

Литература

1. Герасименко А. А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Ростов-н/Д. : Феникс ; Красноярск : Издательские проекты, 2006. – 720 с.

УДК 621.315.1

УСТРОЙСТВО ДЛЯ РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 110-750 кВ

Белько А.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

Устройство для регулирования напряжения и реактивной мощности относится к системам распределения электрической энергии, предназначено для компенсации колебаний напряжения в зависимости от колебаний величины нагрузок, а также для регулирования реактивной мощности.

Известно устройство [1] автоматического регулирования реактивной мощности в функции характера реактивной нагрузки. К недостаткам этого устройства относится ступенчатое регулирование реактивной мощности, а также узкая применимость этого устройства.

Предлагаемая разработка предполагает расширение пределов и плавности регулирования напряжения и реактивной мощности. На рисунке 1 представлена электрическая схема устройства.

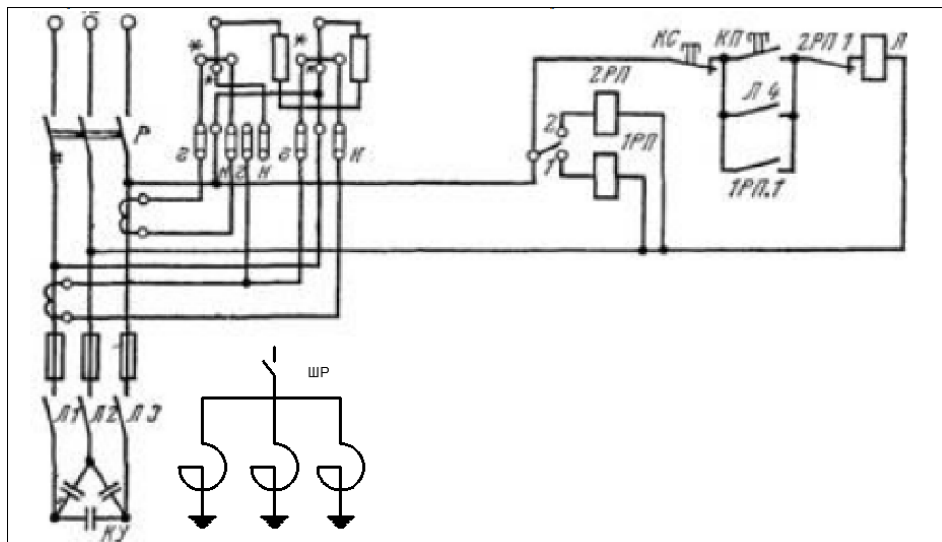


Рисунок 1 – Электрическая схема устройства регулирования напряжения и реактивной мощности

На рисунке 2 представлена схема электрической сети, для которой применяется устройство.

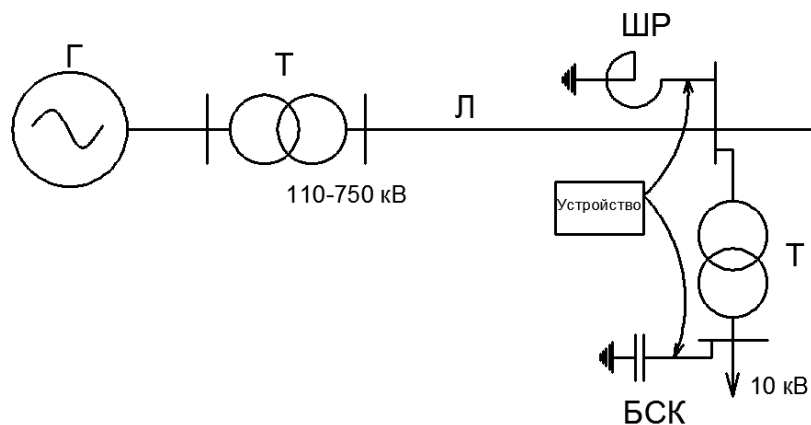


Рисунок 2 – Схема электрической сети, для которой применяется устройство

В основу схемы данного устройства положен принцип работы счётчика реактивной энергии, выполненный с упором, с применением датчиков Холла.

Бесконтактный датчик тока, установленный на подстанции, измеряет протекающий ток и в зависимости от его характера подаёт управляющий импульс счётчику. При протекании индуктивного тока диск счётчика вращается против часовой стрелки и своим штырьком замыкает контакт 1. В результате включаются промежуточное реле 1РП и катушка линейного контактора Л, а затем и БК. В случае протекания ёмкостного тока, диск вращается в обратную сторону – по часовой стрелке. В результате этого упор замыкает контакт 2, что приводит к срабатыванию промежуточного реле 2РП, которое свои размыкающимся контактором 2РП.1 обесточивает цепь питания катушки контактора Л и БК отключается от сети. При этом подаётся управляющий импульс на аналогичное устройство, который подключён к шунтирующему реактору. В этом устройстве принцип работы противоположный устройству с БСК.

Для исключения многократных переключений контактов с целью увеличения срока службы устройств, размыкание и замыкание контактов производится с выдержкой времени.

Данное устройство не содержит нелинейных элементов, поэтому не искажается форма кривой напряжения при компенсаций его колебаний.

Применение шунтирующих реакторов наряду с батареями конденсаторов позволяет увеличить диапазон регулирования напряжения и реактивной мощности.

Шунтирующие реакторы устанавливаются на подстанциях напряжением 110-750 кВ, а батарея конденсаторов – на подстанциях напряжением 10 кВ для обеспечения лучшей компенсации реактивной мощности.

Применение данного устройства позволяет улучшить качество напряжения, а также увеличить надёжность оборудования за счёт резервирования релейной защиты.

Данное устройство может быть собрано из элементов, выпускаемых промышленностью серийно.

Литература

1. А. с. RU2006127 H02 J3/18 «Устройство для регулирования напряжения и реактивной мощности», - И.А. Козурман
2. Красник В. В. Автоматические устройства по компенсации реактивной мощности в электросетях предприятий.— Москва: Энергоатомиздат, 1983.

УДК 621.315.1

ТЕХНОЛОГИЯ QSCR ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОВРЕЖДЕНИЙ В КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЯХ

Борисова А.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

Известен трассовый метод определения повреждений кабельных линий. Он использует приборы трассового поиска мест повреждения. Для этого трассовым прибором в зоне нахождения места повреждения определяют трассу залегания кабельной линии.

К **недостаткам** этого метода относятся:

- 1) Отсутствие возможности обнаружения и точного определения места повреждения прибором трассового типа;
- 2) При неизвестной зоне нахождения места повреждения для точного его определения трассовым методом потребуется пройти с трассоискателем вдоль всей трассы. Это приводит к большим затратам, особенно для протяженных кабельных линий или в трудно доступных местах.
- 3) Точно указать место повреждения на трассе по результатам замеров возможно только при наличии точной разметки трассы и по дополнительным признакам (наличию видимого обрыва, пережатию, нарушению защитного покрова или брони, следам от пробоя или выгорания участка кабеля, увлажнению и т.п.).

Предлагаемая технология предлагает усовершенствование существующего метода обнаружения повреждений в кабельных линиях.

Может быть использован датчик, который снимает текущее показание некоторой величины – тока. Датчик генерирует сигнал, пропорциональный текущему значению тока. Рассмотрим датчик (sensor), состоящий из двух частей — измерительной головки (sensorhead) и преобразователя (transducer). Измерительная головка или первичный преобразователь непосредственно реагирует на контролируемый параметр X и преобразует его в электрический параметр (R, C, L, U, I). Вторичный преобразователь преобразует полученный от первичного преобразователя сигнал в выходной сигнал датчика X' . На рисунке 1 схематически изображён датчик и его составные части.

Также может быть использован интеллектуальный датчик, который имеет:

1. Первичный преобразователь (sensorhead) и вторичный преобразователь (transducer). В одном датчике может иметься несколько первичных преобразователей, взаимодействующих с одним вторичным.
2. Усилители для усиления сигнала с первичного преобразователя, мультиплексоры для выбора первичного преобразователя, встроенный аналогово-цифровой преобразователь (АЦП)
3. Микроконтроллер, осуществляющий необходимые преобразования сигнала, коррекцию погрешностей преобразователя, фильтрацию помех, контроль работоспособности.
4. Цифровой интерфейс, поддерживающий сетевой протокол и подключающий датчик через сетевой адрес в информационную сеть для передачи данных в цифровой форме пользователю, который, в свою очередь, имеет возможность настраивать параметры датчика (например, пределы измерения и т. п.) и запрашивать дополнительную информацию о состоянии датчика и результатах измерений.

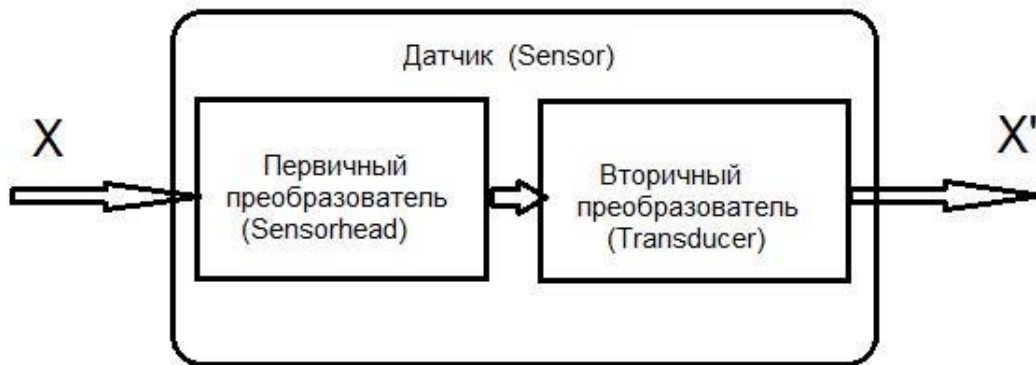


Рисунок 1 – Структура датчика. X - контролируемый параметр; X' – выходной сигнал датчика.

В предлагаемой системе может быть использован контроллер. Он будет регистрировать сигнал датчика, который преобразовал исходную информацию (утечки в кабеле). Датчик и контроллер могут находиться на дроне, который будет летать над объектом и осуществлять фиксирование повреждений.

Для усовершенствования данного метода необходимо использование смартфона. По беспроводным каналам связи (GSM/GPRS) специально разработанное приложение будет принимать информацию и обрабатывать её. Если в кабеле есть повреждения, приложение нас оповестит информационным сигналом. С помощью GPS-навигатора можно зафиксировать точное местонахождение повреждения. Соответствующие координаты отправить в специальную службу, которая приедет на данное место и выполнит необходимые работы по устранению проблемы и налаживанию системы.

Литература

1. Школа для электрика [Электронный ресурс]. – Режим доступа: electricalschool.info. – Дата доступа 17.04.2018

УДК 621.315.1

СПОСОБ УДАЛЕНИЯ ЛЬДА С ПРОВОДОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

Радкевич А.А., Малашкевич А.Д., Кушнер Д.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

Способ предназначен для удаления льда с проводов линий электропередач генератором ультразвукового излучения с самовозбуждением. Способ обеспечит удаление льда и гололедных образований за счет ультразвуковых волн частотой свыше 1 кГц и длиной волны порядка 5 м. Об образовании льда будет известно с помощью тензометрического датчика, которым измеряют продольные растягивающие усилия, а также температуру и давление воздуха. В качестве передвижного устройства для перемещения генератора ультразвукового излучения с самовозбуждением используем устройство содержащее корпус, выполненный с возможностью его установки на проводе, снабженный средством передвижения и источником питания.

Известны механические способы борьбы с гололедом, недостатками таких методов являются низкая производительность и возможность повреждения и деформации проводов в процессе удаления гололеда, что приводит к обрывам сети и сопровождается ускоренным износом проводов. Известны электротермические способы удаления льда, недостатками являются энергозатратность, на плавление льда на проводах тратится много времени (может достигать полутора часов) и энергии сети (ток плавки льда в 1,5 раз больше максимально допустимого для линии электропередачи).

За прототип принято устройство для перемещения по проводу линии электропередач средства для удаления льда с провода в виде шнеков. Шнеки приводятся во вращение с помощью приводных двигателей. Недостатком является возможность повреждения и деформации проводов в процессе удаления гололеда.

Задачей настоящего способа является удаление льда за счет ультразвуковых волн, получаемые за счет преобразования напряжения питания в колебания ультразвуковой частоты. Предложение по улучшению устройства для удаления льда состоит в том, что используется генератор ультразвукового излучения. Что позволяет увеличить КПД устройства и его управляемость. Также данное устройство позволяет добиться увеличения длины провода охватываемой устройством, за счет распространения волны ультразвука, не требующих никаких механических воздействий на провод. На рисунке 1 показана принципиальная схема использованного генератора с самовозбуждением мощностью 160 Вт, что обеспечивает распространение волны длиной 5 м.

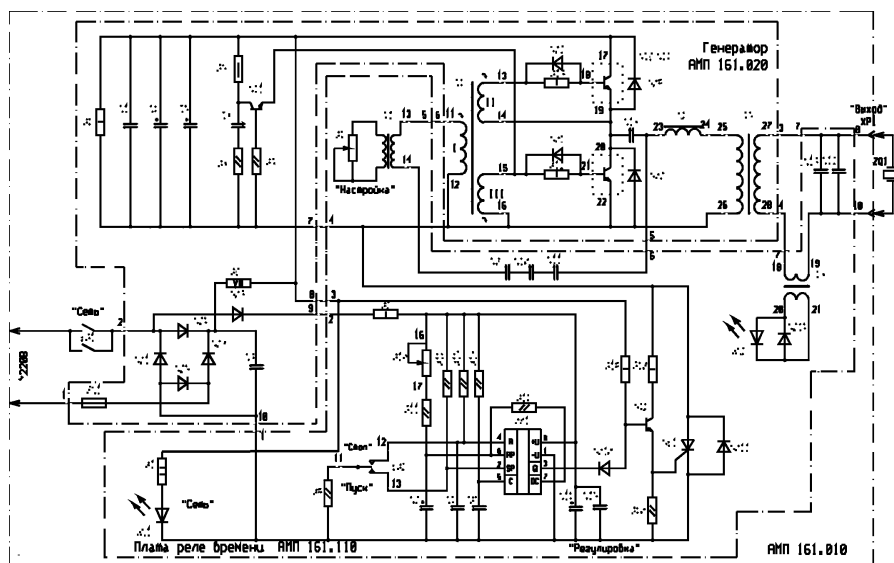


Рисунок 1 – Принципиальная схема генератора с самовозбуждением

Литература

1. Руководство по предотвращению гибели птиц на линиях электропередачи 6-10 кВ./ Салтыков А. В.// Ульяновск 1999г.
2. Мустафин Рамиль Гамилович, Котельникова Елена Евгеньевна Способ определения гололеда на проводах воздушной линии электропередачи// Патент РФ №2461942.
3. Козин Виктор Михайлович, Орлов Дмитрий Александрович, Сухоруков Сергей Иванович, Соловьев Вячеслав Алексеевич, Устройство для удаления льда с провода линии электропередач// Патент РФ №2449443.

СПОСОБ УСТАНОВКИ ВСТАВКИ ПОСТОЯННОГО ТОКА ДЛЯ НУЖД ПРЕДПРИЯТИЙ НА МЕЖГОСУДАРСТВЕННО ЛЭП.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

Наиболее близким по технической сути и достигаемым результатам является [2] вставка постоянного тока для связи двух энергосистем, содержащая с каждой стороны диодные мосты, одноименными полюсами соединенные между собой и конденсатором, а входы мостов соединены с энергосистемами, мосты полностью управляемых вентилей с каждой стороны вставки. Недостаток такого устройства состоит в низкой надежности, малой пропускной способности, что объясняется необходимостью периодической остановки для производства профилактических работ (проверка, чистка, замена отработавшего оборудования).

К шинам энергосистем 1 и 2 через выключатели 3 и 4 подключены сетевые обмотки трансформаторов 5 и 6, к вторичным обмоткам которых подключены диодные мосты 7 и 8, а через дополнительные выключатели 9 и 10 мосты 11 и 12 полностью управляемых вентилей. Через выключатели (13) 14 и 15 (16) мосты 11 и 12 могут коммутироваться встречно-параллельно с плечами мостов 7 и 8, которые объединены и соединены с конденсатором 17 фильтра постоянного тока. Отбор постоянного тока производится на нужды предприятия 19 через выключатель 18. Важно, чтобы в цепи постоянного тока, находился ток требуемого, для производства, напряжения. В противном случае требуется установка трансформатора после выключателя 18.

При обмене энергии между двумя энергосистемами 1, 2 по графику, задаваемому диспетчерами, существуют временные промежутки (до нескольких часов), когда энергия

передается через диодный мост 7 или 8, а с другой стороны через мост 11 и 12 полностью управляемых вентилей. В таких режимах с одной стороны вставки мост управляемых вентилей 11 или 12 работает в режиме генерации или потребления реактивной мощности и поглощения высших гармоник. Если надобности генерации (потребления) реактивной мощности нет, мосты 11 и 12 управляемых вентилей находятся практически в простое. Поэтому он может быть отключен для проведения профилактических работ. Для этого используются выключатели 9, 13, 15 с одной стороны и 10, 14, 16, с другой стороны. Причем такое отключение не вредит работе. Более того такого рода отключение снижает потери энергии, поскольку в состав мостов 11, 12 входят цепи демпфирования и, в частности, шунтирующие резисторы.

Таким образом установка ВПТ с отбором постоянного тока для нужд предприятия ведет к повышению надежности, увеличению пропускной способности и КПД.

Литература

1. Вставка постоянного тока. Авторское свидетельство СССР № 826496. Бюллетень изобретений, 1981, № 6.
2. Патент RU № 2411627 C1, H02M 7/483, 2007.
3. Патент РФ № 2520312, H02J3/36 Устройства для передачи электрической энергии между сетями переменного тока через высоковольтную соединительную линию постоянного тока, публикация патента: 20.06.2014.
4. Журнал «Силовая электроника», 2008, № 1, стр.46.

УДК 621.315.1

СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЛЭП 500кВ И ВЫШЕ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ПОГОДНЫХ УСЛОВИЙ НА КОРОННЫЙ РАЗРЯД

Мороз А.С., Ковалева В.Д., Морозов А.Г

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

Устройство оперативного мониторинга погодных условий высоковольтных линий электропередач (ЛЭП) содержит установленные на опорах линий электропередач датчики погоды в состав, которых входит: датчик температуры, датчик влажности, датчик скорости ветра.

На основе сигналов от упомянутых датчиков формируется информация о характере погодных условий.

Данные с каждого датчика по GSM каналу поступают на процессор для обработки данных. Полученная на выходе информация обрабатывается программным комплексом и формирует усредненное значение напряжения, которое необходимо поддерживать на шинах генератора с помощью системы АРВ, а также регулирующее воздействие компенсирующих устройств в промежуточных точках трассы ЛЭП. Таким образом регулированием напряжения можно добиться снижения суммарных потерь электроэнергии на линиях 500кВ и выше.

Известно устройство для оперативного мониторинга технического состояния высоковольтных линий электропередач (ЛЭП) (RU 2143165МПК H02J13/00 2016), которое содержит установленные на каждой фазе линии электропередачи между двумя опорами по меньшей мере один датчик ускорений, которому присваивается свой адрес, определяющий его координаты и место положения пролета ЛЭП, датчик температуры и датчик влажности, связанные с входами микропроцессора, в котором на основе сигналов от упомянутых датчиков формируется информация с указанием адреса пролета ЛЭП о начале налипания снега или образования льда на проводах ЛЭП, об амплитудах раскачивания проводов или обрыве провода.

Целью данной работы является снижение суммарных потерь электроэнергии с учетом погодных условий, которые оказывают значительное влияние на величину потерь коронного разряда.

Максимальные потери на корону характерны для повышенных напряжений на ЛЭП при слабой их загрузке, а также при плохой погоде. В условиях слабой загрузки ВЛ, когда напряжение в линии превосходит номинальное на 5% и выше, регулированием напряжения можно понизить потери электроэнергии в сети более чем на 30%. Потери мощности на корону в хорошую погоду невелики. Поэтому напряжение, с целью снижения потерь на корону, целесообразно регулировать в плохую погоду, когда потери на корону возрастают на 1 - 2 порядка.

Чтобы осуществлять оперативное управление напряжением в сети, необходимо иметь текущие и прогнозное значения потерь в проводах и на корону, кроме того необходимо учитывать условия нагрева и охлаждения проводов ВЛ.

Для мониторинга погодных условий используются датчики, которые устанавливаются на опорах ЛЭП. Каждому датчику присваивается свой адрес, определяющий его координаты и место положения пролета ЛЭП. Питание датчиков осуществляется через аккумуляторную батарею, которая в свою очередь заряжается от солнечной батареи. При передаче данных в системе мониторинга ВЛ используются беспроводной канал связи GSM.

Сущность изобретения поясняется рисунках, на которых представлены:



Рисунок 1 – Размещение измерительных датчиков и солнечных панелей на опоре ЛЭП



Рисунок 2 – Блок схема передачи измеренных данных оператору.

Недостатками устройства являются необходимость создания и эксплуатации системы высокочастотной связи для передачи на пункт сбора измерительной информации, использование периодически заменяемых аккумуляторов в блоке питания, а также стоимость датчиков и компенсирующих устройств.

Основное регулирование потоков реактивной мощности осуществляется за счет быстродействующих средств (АРВ) сосредоточенных на электростанциях.

Из-за большой протяженности линий 750кВ и выше, погодные условия на участках ЛЭП резко отличаются между собой, в связи с этим возникает необходимость в дополнительном регулировании напряжения в промежуточных точках с помощью компенсирующих устройств.

Предлагаемый способ оперативного мониторинга технического состояния высоковольтных линий электропередач предназначено для мониторинга состояния высоковольтных линий от 500 кВ и выше.

Литература

1. Жиленков Н. Новые технологии беспроводной передачи данных // СТА. 2003. № 4.
2. Костиков И. Система мониторинга САТ-1 — повышение пропускной способности и надежности в ЛЭП // Энергетика. 2011. № 3 (38).
3. Самарин А. В., Рыгалин Д. Б., Шкляев А. А. Современные технологии мониторинга воздушных электросетей ЛЭП //Естественные и технические науки. 2012.
4. RU 2143165. Опубликовано 10.02.2016. Устройство оперативного мониторинга технического состояния высоковольтных линий электропередач.

УДК 621.315.1

ТРАНСФОРМАТОРЫ С ЗАЩИТНЫМ ЭКРАНОМ

Тараканова А.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Новиков С.О.

Предлагаемая разработка относится к электротехнике и может быть использована в высоковольтных трансформаторах для повышения безопасной работы, повышения отвода тепла и уменьшении шума при работе трансформатора.

Известен высоковольтный трансформатор, который содержит сердечник, ярма и обмотки, расположенные в корпусе. Они погружены в маслонаполненный бак трансформатора [1].

Прототипом данного способа повышения безопасной работы является масляный трансформатор [2]. Трансформатор содержит первичную и вторичную обмотки, помещенные в герметичный бак, наполненный маслом. В крышку бака введены двужильные кабели. Подключение первичной обмотки к двум фазам линии электропередач и вторичной обмотки - к нагрузке производят через герметичные отверстия в крышке бака. Недостатком аналога является высокая пожароопасность и взрывоопасность, которая обуславливается свойствами масла.

К недостаткам прототипа следует отнести свойства трансформаторного масла:

масло классифицируется как ГЖ - горючая жидкость, т. е. жидкость, способная самостоятельно гореть после удаления источника зажигания и имеющая температуру вспышки выше 61°C (в закрытом тигле) или 66°C (в открытом тигле);

температура вспышки составляет 140°C ;

нижний объемный концентрационный предел воспламенения составляет 0,291 %;

температура самовоспламенения составляет 270°C .

Технической задачей предлагаемого способа повышения безопасной работы является повышение защиты трансформатора (повышение взрывобезопасности, пожаробезопасности, шумоизоляции и отвода тепла) за счет использования свойств кварцевого песка, применяемого в защитном экране. Реализация этой задачи основана на использовании следующей системы фактов:

1. теплопроводность песка составляет 0,00394 Вт/см-град, тогда как картона — 0,0016 Вт/см-град; пропитывающих лаков — 0,002 Вт/см-град. Высокая теплопроводность кварцевого песка дает возможность эффективно отводить тепло от активных частей трансформатора к кожуху;

2. сухой кварцевый песок имеет достаточно высокую электрическую прочность. Электрическое напряжение пробоя кварцевого песка для различных толщин слоя приведено на рисунке 1.

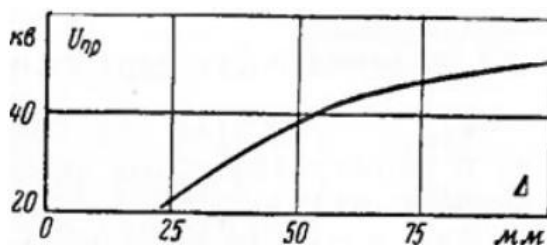


Рисунок 1 – Электрическое напряжение пробоя кварцевого песка для различных толщин слоя

3. кварц имеет кристаллическую структуру. Такое строение придает этому минералу и песку, получаемому из него, исключительную прочность и устойчивость к воздействию кислот и щелочей;

4. кварцевый песок является очень твердым и тугоплавким материалом, его химический состав обуславливает его пожаробезопасность и повышенную огнеупорность.

5. песок, получаемый из кварца, обладает инертностью по отношению к большинству химическим веществам и имеет свойства диэлектрика.

Технический результат, заключающийся в повышении пожаробезопасности, взрывобезопасности, отвода тепла, а также шумоизоляции, отличается от известных тем, что в качестве защитного экрана применяется клейкая плёнка с кварцевым песком, прикреплённая к баку трансформатора. На рисунке 2 изображена схема для реализации предлагаемого способа, на которой представлена конструктивная схема масляного трансформатора с применением защитного экрана, где: 1-выхлопная труба; 2-газовое реле; 3-ввод НН; 4-ввод ВН; 5-обмотки высшего и низшего напряжений; 6-радиаторы системы охлаждения; 7-магнитопровод; 8-кран для слива масла; 9-тележка с катками; 10-бак; 11-устройство регулирования под нагрузкой (РПН); 12-термосифонный фильтр; 13-воздухоосушитель; 14-указатель уровня масла; 15-расширитель; 16-соединительная трубка; 17-защитный экран.

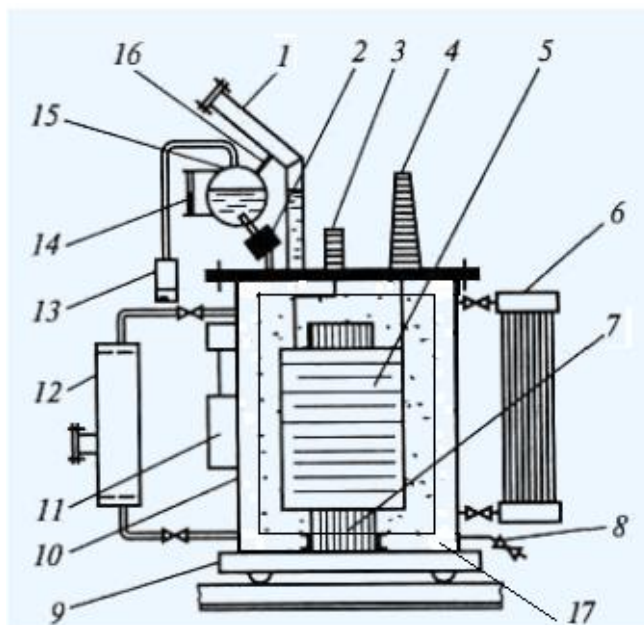


Рисунок 2 – Схема повышения безопасной работы масляного трансформатора
Данный способ позволяет осуществлять безопасную работу трансформатора и увеличить его срок службы.

Литература

1. Петров В.Н. Использование трансформаторов напряжения для присоединения аппаратуры диспетчерского управления к сельским распределительным сетям. - Дисс... канд. Тех. наук. М., 1972, - стр. 39 -50.
2. РФ 2177185. Заявлено – 05.04.2000, опубликовано –20.12.2001 – трансформатор масляный.
3. РФ 2305352. Заявлено – 29.06.2005, опубликовано – 27.08.2007 – взрывобезопасная трансформаторная подстанция.
4. Выбор и эксплуатация силовых трансформаторов: Учеб. пособие для вузов: Учеб. пособие для сред. проф. образования /Г.Ф.Быстрицкий, Б.И.Кудрин. — М.:Издательский» центр «Академия», 2003. — 176 с.

УДК 620.97

ИННОВАЦИОННЫЙ ПРОЕКТ «ТУРБОСФЕРА»

Абрамчук С.А.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

ТурбоСфера — энергосберегающая установка для утилизации энергии избыточного давления природного газа. ТурбоСфера сочетает в себе одновременно: турбину, теплообменник и электрогенератор [1].

Назначение и область применения

Энергосберегающая установка направлена на решение проблемы утилизации вторичных низкопотенциальных энергетических ресурсов, а именно энергии избыточного давления природного газа, и выработки электроэнергии, в основном на собственные нужды газорегуляторных пунктов и промышленных предприятий [1].

Суть инновации

Инновационная установка ТурбоСфера направлена на решение проблемы утилизации энергии избыточного давления природного газа. Она позволяет использовать низкопотенциальные энергоресурсы, такие как энергию избыточного давления и тепловые отходы для выработки электроэнергии, при этом работая без потребления топлива, а лишь используя часть уже затраченной энергии для своего функционирования. В ТурбоСфере использован абсолютно новый подход к конструированию подобных агрегатов [1].

Конкурентные преимущества

ТурбоСфера легко регулируется при изменении расходов и параметров входящего и выходящего потоков природного газа. Подогрев осуществляется низкотемпературным теплоносителем во встроенном теплообменнике. ТурбоСфера является экологически чистой, так как работает без сжигания топлива. Установка компактна и универсальна, тихоходна и герметична. Ориентировочное значение цены составит \$1500-2000 за кВт установленной мощности, со сроком окупаемости около 4 лет [1].

Достигнутые результаты

Разработана технология, конструкторская и техническая документация на испытательный стенд и макетный образец установки. В настоящее время подходят к завершению работы по разработке конструкторской документации на испытательный стенд и технологической оснастки для изготовления макетного образца ТурбоСферы. К концу 2014 года, после завершения создания испытательного стенда, планируется проведение экспериментов установки. Создание коммерческой версии продукта планируется в 2016 году, после проведения испытаний образцов ТурбоСферы и их доработки. Установка и принцип ее действия защищены патентом Республики Беларусь на изобретение. Проводятся работы по получению патента на полезную модель и евразийский патент.

Инновационность и актуальность проекта уже признана Министерством энергетики, газовыми компаниями, Государственным комитетом по науке и технологиям, Белорусским инновационным фондом, Национальной академией наук Беларуси, а также на Белорусском промышленном, энергетическом и многочисленных международных форумах, межвузовских конференциях, республиканских конкурсах, выставках, семинарах [1].

Рынок и потребители

Исходя из особенностей ТурбоСферы, ее основными потребителями будут являться средние и малые промышленные предприятия с постоянным потреблением природного газа, обладающие тепловыми отходами (вода, конденсат, пар, дымовые газы, вентвыбросы и пр.), которые могут быть использованы для подогрева газа. Вырабатываемую энергию целесообразно использовать на собственные нужды предприятия. Основной мотив покупки ТурбоСферы для потребителя – это возможность выработки собственной электроэнергии (от 0,04 у.е./кВт•ч), которая является более дешевой, чем покупная из энергосистемы (1,2 – 1,3 у.е./кВт•ч). Кроме того, предприятиям, купившим установку, удастся решить проблему утилизации низкопотенциальных тепловых отходов.

Открываются перспективы продажи ТурбоСфер на рынки России, Беларуси, Украины, Польши, Германии, Швеции, Турции, Ирана. На данный момент потенциальными объектами для внедрения ТурбоСфер различной мощности (15-500 кВт) являются около 50 000 ГРС и ГРП в странах СНГ. 70% объема продаж планируется на промышленные предприятия и газовые хозяйства. 30% — на министерства, департаменты и государственные органы [1].

Анализ рынка показывает необходимость создания турбин малой мощности (30-200 кВт) для небольших энергопотребителей. ТурбоСфера может вырабатывать электроэнергию на предприятиях металлургической, строительной, машиностроительной, химической, лесной, бумажной, пищевой, текстильной, фармацевтической и других отраслей промышленности. ТурбоСфера способна обеспечивать электроэнергией частные объекты, небольшие поселки, коттеджные застройки и объекты ЖКХ. На территории Республики Беларусь возможна установка более 6000 ТурбоСфер мощностью от 5 до 500 кВт [2].

Литература

1. Инновационный проект „ТурбоСфера”. [Электронный ресурс]. –Режим доступа: <http://metolit.by/ru/dir/item.php/826>. –Дата доступа: 7.11.2017.

УДК 620.98

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОЧАСОВОГО ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

Андросов В.М.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

В электроэнергетических системах осуществляется непрерывное круглосуточное регулирование технологического режима работы объектов диспетчеризации по частоте электрического тока и мощности.

Для выполнения регулирования технологического режима необходим диспетчерский график электрической нагрузки, получаемый с помощью прогнозирования.

Краткосрочное прогнозирование электроэнергетических режимов энергосистем и технологических режимов работы объектов электроэнергетики осуществляется на предстоящие сутки и выполняется диспетчерскими центрами всех уровней.

Суточный диспетчерский график является основным инструментом управления энергосистемой.

Таким образом, для обеспечения устойчивой работы электроэнергетической системы актуальна задача краткосрочного прогнозирования электропотребления с дискретностью 1 час. Отсюда целью данного исследования является изучение применения искусственных нейронных сетей (ИНС) для краткосрочного прогнозирования потребления электроэнергии.

При краткосрочном прогнозировании чаще используются искусственные нейронные сети с нелинейными функциями активации. Прогнозирование выполняется как с учетом, так и без учета дополнительных факторов: температуры, типа дня (рабочий, выходной, праздничный) и др. Конфигурация искусственной нейронной сети зависит от графика электропотребления, который определяется объектом прогнозирования (энергосистема, город, предприятие и т.д.).

В качестве исходных данных использованы максимальное почасовое электропотребление энергосистемы и средние по энергосистеме почасовые значения температуры за один год.

Анализ исходных данных и суточное почасовое прогнозирование величины потребляемой электрической энергии проводилось с применением программного пакета Statistica.

Для определения входных переменных нейронной сети при решении задач прогнозирования нагрузки была использована модель, описывающая изменения во времени фактических значений электропотребления, которая в общем виде представляется нелинейной функцией:

$$W_t = f(W_{t-n}, T_{t-n}, N_t) + \varepsilon_i, \quad (1)$$

где W_t - фактическое электропотребление энергосистемы в момент времени t ; T - текущее время; W_{t-n} - предшествующие наблюдения электропотребления; T_{t-n} - предшествующие наблюдения температуры окружающей среды; n - индекс ретроспективы данных; N - тип дня недели (рабочий, выходной, праздничный); ε - случайная составляющая, представляющая ненаблюдаемые факторы, влияющие на электропотребление.

Оценка точности прогноза ИНС на тестовом множестве размерностью K выполнялась по среднему значению модулей относительных погрешностей:

$$\varepsilon_{ср.пр} = \frac{1}{K} \cdot \sum_{i=1}^K |\varepsilon_{пр.i}|, \quad (2)$$

где $\varepsilon_{ср.пр}$ - относительная ошибка для i -й точки множества, %.

Прогнозирование электропотребления осуществлялось при длине интервала предистории 10 и 40 суток, так как опытным путем было установлено, что для этих интервалов характерны меньшие ошибки прогнозных оценок.

Значения ошибок для различных типов ИНС, использованных при прогнозировании, представлены в таблице.

Таблица 1 Средние отклонения прогноза электропотребления, полученного с помощью нейронных сетей

Тип нейронной сети / Type of a neural network	Средняя ошибка прогноза, % / Average forecast	
	при 10 сутках предистории / at 10 days	при 40 сутках предистории / at 40 days
Линейная НС / Linear neural network	1,33	1,61
Многослойный перцептрон (MLP) / Multilayered perceptron (MLP)	1,04	2,28
Сеть на радиальных базисных функциях (RBF) / Radial basic function (RBF) network	1,13	2,81
Обобщенно-регрессионная нейронная сеть (GRNN) / Generalized regression neural network (GRNN)	0,98	2,73

Опытным путем было установлено, что увеличение длины массива предистории не приводит к повышению точности прогнозов. Наименьшие ошибки прогнозирования характерны для интервала предистории длиной 10 суток.

В процессе прогнозирования из многообразия типов нейронных сетей применительно к конкретному объекту необходимо выбирать наиболее подходящий тип ИНС и ее структуру.

Самая высокая точность прогноза отмечена у обобщенно-регрессионной ИНС.

Исследование влияния дополнительных факторов на точность прогноза показало улучшение качества прогноза с учетом температуры окружающего воздуха, точность прогнозных оценок при этом увеличивается в среднем на 0,2%. При введении в модель прогноза фактора дня, учитывающего распределение нагрузки по дням недели, точность прогнозных оценок увеличивается в среднем на 0,5%. Учет праздничных дней целесообразно осуществлять с помощью введения поправочных коэффициентов, так как праздничные дни распределены в течение года неравномерно и их общее число невелико.

Литература

1. Доманов В.И., Билалова А.И. Анализ прогнозирования энергопотребления с различными информационными базами // Известия Самарского научного центра Российской академии наук. 2014. Т. 16. № 4-3. С. 535-537.
2. Кирпичникова И.М., Саплин Л.А., Соломахо К.Л. Прогнозирование объемов потребления электроэнергии // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. 2014. Т. 14. № 2. С. 16-22.
3. Варфоломеева А.А. Локальные методы прогнозирования с выбором метрики // Машинное обучение и анализ данных. 2012. Т. 1. № 3. С. 367-375.
4. Сунагатов И.М. Анализ и модификация метода прогнозирования энергопотребления с помощью экстраполяции выборки максимального подобию // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки. 2013. № 1 (37). С. 223-226.
5. Осовский С. Нейронные сети для обработки информации; пер. с польского И.Д. Рудинского. М.: Финансы и статистика, 2002. 344 с.
6. Круглов В.В., Дли М.И., Голунов Р.Ю. Нечеткая логика и искусственные нейронные сети. М.: Физматлит, 2001. 224 с.

УДК 621.311

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОДНОЦЕПНЫХ КОМПАКТНЫХ ВЛ И ДВУХЦЕПНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ САМОКОМПЕНСИРУЮЩИХСЯ ВЛ

Галтеева Д. В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

В настоящее время все более широкое применение находят новые конструкции высоковольтных ВЛЭП, отличные от традиционных. Одним из наиболее эффективных средств развития электрических сетей является применение компактных ВЛ в сочетании с устройствами FACTS, в том числе с устройствами фазового регулирования (компактные управляемые ВЛ). Компактные управляемые ВЛЭП переменного тока являются электропередачами нового поколения, воплотившие в себя современные технические решения по конструкции, включая опоры и изоляцию, схемам соединений, системам управления. [2]

Основное назначение линии электропередачи – передача активной и реактивной мощности от источника к потребителю. Максимальная пропускная способность линии - это наибольшая активная мощность, которая может быть передана по линии, определяемая выражением:

$$P_{\max} = \frac{U_1 \cdot U_2}{Z_B \cdot \sin(\alpha_0 \cdot l)} \cdot \sin \delta, \quad (1)$$

где U_1, U_2 - напряжение, приложенное в начале и в конце линии, соответственно, (кВ);

Z_B - волновое сопротивление линии, (Ом);

$\alpha_0 \cdot l$ - волновая длина линии, (электрических градусов);

α_0 - коэффициент изменения фазы (угол поворота вектора напряжения при распространении волны напряжения вдоль линии, эл. град/км);

l - длина линии, (км);

δ - угол сдвига напряжений начала и конца линии электропередачи (градусов).

В докладе приводится расчет параметров одно- и двухцепных компактных линий электропередач и двухцепных управляемых самокомпенсирующихся воздушных линий, после чего осуществляется их сравнение. В качестве рассматриваемых приняты следующие классы номинальных напряжений воздушных линий электропередачи (ВЛ): 220, 330, 500, 750 и 1150 кВ. Выбор проводов воздушных линий осуществлен по условию возникновения короны. Для ВЛ различных классов напряжений принимались конструкции расщепленных фаз, состоящих из проводов АС-240/39, АС-300/39, АС-330/43, АС- 400/51. Количество составляющих в расщепленных фазах выбиралось с учетом напряжения линии и основных геометрических размеров. Изменяемые и выбираемые были: радиус расщепления (r_p) фаз с дискретным изменением 0,1 м; 0,2 м; 0,4 м; 0,8 м, обозначаемыми соответственно цифрами 1, 2, 3, 4, а также расстояние между фазами. [3]

Полученные результаты наглядно показывают, что волновое сопротивление линии, находится в сложной зависимости от радиуса расщепления фаз, числа составляющих, среднегеометрического расстояния между фазами и сечения проводов. При увеличении радиуса расщепления происходит снижение волнового сопротивления, что является весьма благоприятным фактором. При прочих равных условиях, чем меньше значение волнового сопротивления, тем больше величина натуральной мощности линии и, соответственно, ее пропускная способность. Вместе с тем обращает на себя внимание тот факт, что увеличение радиуса расщепления сопровождается увеличением среднегеометрического расстояния между фазами у одноцепных компактных ВЛ и расстояния между сближенными фазами двухцепных УСВЛ. Это указывает на то, что, при данных условиях, конструкция линии может рассматриваться, как оптимальная по критерию минимума затрат на конструкции опор, на строительство и достижения минимальной ширины коридора и земельной полосы, отводимой под строительство линии. Если же главным выступает увеличенная пропускная

способность, то надо идти на отступление от данного условия. Характерным является и то, что при увеличении числа, составляющих в расщепленных фазах указанный минимум смещается в сторону больших значений радиуса расщепления, что является благоприятным фактором по снижению волнового сопротивления линии, увеличению ее пропускной способности и созданию возможностей дальнейшего улучшения характеристик линий электропередач переменного тока в соответствии с заданными требованиями.

На основании проведенного анализа осуществлена выборка наиболее представительных вариантов одноцепных компактных ВЛ и двухцепных УСВЛ для различных классов напряжения (220, 330, 500, 750 и 1150 кВ). Их характеристики приведены на рисунке 1. Для УСВЛ параметры приведены на одну цепь.

Напряжение, кВ		252	363	525	788	1208
Расстояние от фазы до стойки опоры, м		3,2	3,8	5,25	8,8	11
Ширина трассы, м	УСВЛ	19,4	26,6	34,5	53,2	71
	Одноцепная ВЛ	12,8	15,2	21	35,2	44
Провода	УСВЛ	2АС240	3АС400	6АС240	7АС400	11АС400
	Одноцепная ВЛ		2АС300	3АС400	5АС300	8АС400
Расстояние между фазами (сближенными или средне-геометрическое), м	УСВЛ	2,2	3	4,5	6	9
	Одноцепная ВЛ	8,1	9,6	13,2	22,2	27,7
Волновое сопротивление, Ом	УСВЛ	223	190	180	210	220
	Одноцепная ВЛ		288	275	290	300
Удельное активное сопротивление, Ом/км	УСВЛ	0,062	0,025	0,021	0,011	0,007
	Одноцепная ВЛ		0,051	0,025	0,02	0,009
Удельное индуктивное сопротивление, Ом/км	УСВЛ	0,234	0,199	0,188	0,22	0,23
	Одноцепная ВЛ		0,302	0,288	0,304	0,314
Удельная емкостная проводимость мкСм/км	УСВЛ	4,7	5,51	5,82	4,99	4,76
	Одноцепная ВЛ		3,64	3,81	3,61	3,49
Натуральная мощность на одну цепь, МВт	УСВЛ	284	693	1531	2956	6633
	Одноцепная ВЛ		457	1002	2141	4864

Рисунок 1. Представительные варианты одноцепных компактных ВЛ и двухцепных УСВЛ

Одноцепные воздушные линии могут быть существенно улучшены за счет применения новых конструкций, предусматривающих сближение фаз, изменения радиуса расщепления и применения специальных изолирующих подвесок на опорах. Применение данных технических решений в комплексе позволяет создавать одноцепные компактные ВЛ переменного тока, существенно (в 1,2 - 1,3 раза) превосходящие по пропускной способности ВЛ традиционного исполнения.

Наиболее эффективным способом улучшения характеристик двухцепных и многоцепных ВЛ является создание двухцепных и многоцепных управляемых самокомпенсирующихся ВЛ переменного тока (УСВЛ), которые воплощают в себя технические решения по компактным конструкциям, а также усиленное электромагнитное влияние цепей друг на друга, обеспечивающее повышенную (в 1,3 – 1,5 раза) пропускную способность и используемое в процессе работы для регулирования в широком диапазоне эквивалентных параметров и характеристик линий электропередачи[4].

Литература

1. Электрические системы и цепи: Учебник / Поспелов Г. Е., Федин В. Т., Лычев П.В.—Мн.: УП «Технопринт», 2004.—720 с.
2. Электрические системы и сети: Учебник для вузов/ Идельчик В.И.—М.: Энергоатомиздат, 1989.—592с.

УДК 621.311

ЛИКВИДАЦИЯ ТОКОВЫХ ПЕРЕГРУЗОК В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ С ПОМОЩЬЮ УПРАВЛЯЕМЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Король О. В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

При параллельной работе сетей различных классов напряжения возможны ситуации, когда сеть низшего напряжения загружается выше целесообразного уровня, а сеть высшего напряжения соответственно, недогружается. Эту проблему можно решать путем использования устройства продольной компенсации, состоящей из управляемого трансформатора, в котором за счет подмагничивания сердечника обеспечивается изменение индуктивности до необходимых пределов, регулируя таким образом суммарное реактивное сопротивление линии.

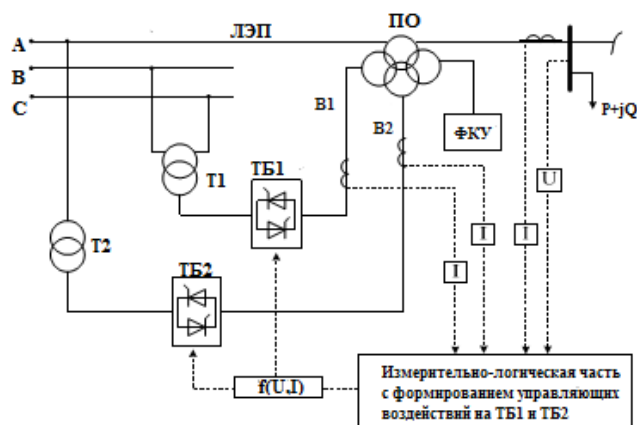


Рисунок 1. Схема управляемого трансформатора

Рассмотрим режим работы управляемого трансформатора[1]. Первичная обмотка (сетевая обмотка) УТ подключается в расщелку линии. Вторичная обмотка (обмотка управления) соединяется в звезду с заземленной нейтралью. Для подавления высших гармонических составляющих в токе предназначена компенсационная обмотка, соединенная по схеме треугольника с подключением фильтро-компенсирующих устройств (рисунок 1).

Соответственно, на сетевой обмотке поддерживается номинальное напряжение, и трансформатор представляет собой индуктивную катушку с довольно большим сопротивлением и с повышенным падением напряжения.

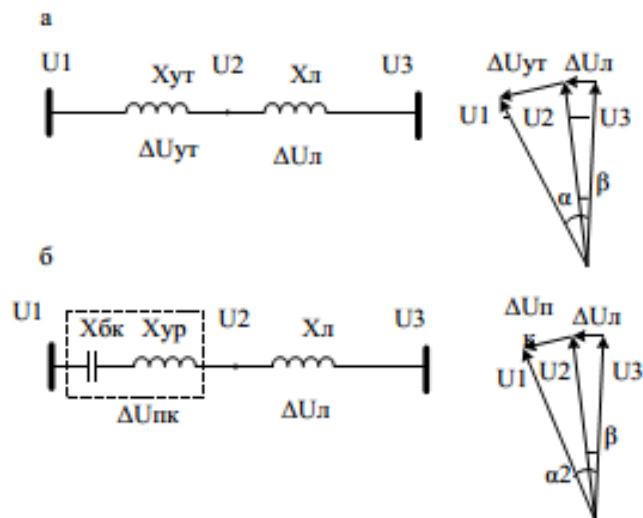


Рисунок 2. Векторные диаграммы включения продольной компенсации:

а - в работе управляемый трансформатор;

б - в работе конденсаторная батарея и управляемый трансформатор.

Номинальное напряжение трансформатора ограничивается допустимым падением напряжения на нем [3]:

$$U_1 = \sqrt{U_2^2 + U_{УТНОМ}^2} ; \quad (1)$$

$$U_{УТНОМ} = U_1 \sqrt{1 - \left(\frac{U_2}{U_1}\right)^2} . \quad (2)$$

Максимальный угол сдвига, который может обеспечить УТ, определяется соотношением:

$$\operatorname{tg} \alpha_{\max} = \frac{U_{УТНОМ}}{U_2} . \quad (3)$$

Минимальный угол сдвига:

$$\operatorname{tg} \alpha_{\min} = \frac{U_{УТ\%}}{100} \cdot \frac{U_{УТНОМ}}{U_2} . \quad (4)$$

Как видно из формул 3, 4, увеличение номинального напряжения УТ приводит к значительному увеличению максимального угла сдвига.

Таблица 1–Максимальные и минимальные углы сдвига для разных номинальных напряжений УТ

U_1/U_2 , о. е.	1,02	1,05	1,10	1,15	1,20
$U_{УТНОМ}$, кВ	21	33	46	54	60
$\alpha_{\max}$, град	11,36	17,48	24,80	29,40	33,43
$\alpha_{\min}$, град (при $U_{УТ\%} = 10\%$)	1,15	1,81	2,65	3,23	3,78

Литература

1. Батраков Р.В. Комплексное управление потоками мощности в транзитной электрической сети // Сборник докладов Международной молодежной научно-технической конференции. 2011. Том 1.
2. Дорофеев В.В. Перспективы применения в ЕЭС России гибких (управляемых) систем электропередачи переменного тока/ В.В.Дорофеев, Ю.Г.Шакарян. // Электрические станции. – 2004. - №8.
3. Теличко Л.Я., Батраков Р.В. Комплексное управление потоками мощности в сетях переменного тока // Вести высших учебных заведений Черноземья №4(14). 2008

УДК 621.398

АЛГОРИТМ РАСПОЗНАВАНИЯ ТИПОВЫХ НЕИСПРАВНОСТЕЙ КАБЕЛЯ ПОДЗЕМНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Кузнецова Е.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

Данная система представляет собой совокупность устройств, фиксирующих мгновенные значения токов и напряжений в контрольных точках (трансформаторные подстанции). Данные с этих подстанций передаются в распределительные пункты (РП) силовых сетей непосредственно по силовому кабелю. Предварительно обработанная здесь информация поступает на диспетчерский пункт, где осуществляется ее окончательный анализ и оценка состояния сети в целом [1].

Алгоритмы реализованы в виде отдельного модуля диспетчерского пульта системы мониторинга, предназначенного для наблюдения за состоянием силовых сетей [2].

Анализ сложившейся в сети ситуации предполагает сравнение параметров токов на каждой трансформаторной подстанции с параметрами работы подстанции в нормальном режиме, а также сравнение двух последних замеров параметров для выявления резких изменений состояния сети.

Для оптимизации алгоритма было решено использовать матричный метод представления и обработки данных в программе. Данный метод предполагает объединение данных в матрицы (массивы) по смысловому признаку. Одно из главных преимуществ такого подхода - возможность обработки целыми группами. То есть обрабатываются не отдельно взятые числовые значения, а матрицы данных целиком. При этом матрица воспринимается как единое целое и остаётся возможность доступа к её отдельным элементам.

Для оптимизации алгоритма нам надо преобразовать входные данные в более удобную форму. На основе двух последовательных пакетов собственных значений трансформаторных подстанций получаем две матрицы амплитудных значений всех токов на трансформаторных подстанциях: M_n - текущие значения амплитуд токов, M_r - предыдущие значения амплитуд токов. Далее матричный подход к написанию программы позволяет нам без особых затруднений получить из матриц M_n и M_r вспомогательные матрицы, которые будут использованы при распознавании типа неисправности. В матрице DM будут содержаться абсолютные значения разностей соответствующих элементов исходных матриц M_n и M_r . В матрицу M_{sum} заносятся значения разностей соответствующих токов. Далее, используя матрицы DM и M_{sum} , получаем матрицу относительных изменений амплитуд токов I_{Otn} . Аналогичные преобразования входных данных проводятся для напряжений.

Для выявления возрастания тока при коротком замыкании используется матрица DM абсолютных изменений амплитуд токов. Ищется максимальное изменение тока, и если оно превышает некоторое предельно допустимое значение dI_{pred} , то это означает, что в сети произошла авария типа короткое замыкание.

Далее надо определить, существует ли превышение тока на других фазах. Если таких превышений не обнаруживается, то мы имеем дело с однофазным замыканием на землю. Порядковый номер превышенной амплитуды в матрице DM позволяет определить неисправную фазу, а также трансформаторную подстанцию, в сети которой произошло короткое замыкание [2].

Для определения типа двухфазного замыкания необходим анализ дополнительных признаков. Угол между векторами токов двух замкнутых между собой фаз должен быть близок к 180° (допускается небольшое отклонение от этой величины). Далее анализируем напряжения замкнутых фаз. Если амплитуды этих напряжений близки к нулю (не выше определённого минимального уровня), то обнаружено двухфазное замыкание с замыканием на землю. Если векторы напряжений уменьшились по амплитуде, но не стали ниже предельного значения, а векторы напряжений стали близки по значению друг к другу и

перпендикулярны к векторам токов замкнутых фаз, то имеет место двухфазное замыкание без замыкания на землю [1].

Если в матрице DM обнаружено резкое изменение тока в сторону уменьшения амплитуды, то это означает, что в сети произошёл обрыв. Так же, как и в случае с коротким замыканием, по индексу тока с резким изменением амплитуды мы выявляем аварийную фазу и трансформаторную подстанцию. Затем проверяем состояние токов двух других фаз на этой же трансформаторной подстанции. Если токи этих фаз также резко уменьшились, то обнаружен двухфазный или трёхфазный обрыв кабеля, иначе детектируется однофазный обрыв.

Литература

1. Система обнаружения участков неисправностей в кабельных линиях 6 кВ / А.Ю. Мирошниченко, А. В. Никонов, Н. М. Советов, Д. А. Степанов // Актуальные проблемы электронного приборостроения: материалы Междунар. науч.-техн. конф. Саратов, 2002. С. 341-343.
2. Захаров А.А. Методика повышения качества обслуживания распределенных силовых сетей с использованием техники распознавания образов / А.А. Захаров, В.Д. Сорока // Актуальные проблемы радиотехники и связи: материалы Междунар. науч.-техн. конф. Саратов, 2005

УДК 621.398

ЭФФЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТОК СВЕРХПРОВОДЯЩИХ ИНДУКТИВНЫХ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЭНЕРГЕТИКИ

Лось Е.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

Сверхпроводящие накопители энергии (СПИНЭ) запасают энергию в магнитном поле индукционной катушки, в которой ток циркулирует без потерь. Важнейшим преимуществом индуктивного накопителя является его быстродействие, достигающее единиц миллисекунд, что позволяет реагировать на самые внезапные аварии в энергосистеме.

В конструкции СПИНЭ можно условно выделить три основных конструктивных узла: магнитная система, криогенная система и система связи с внешней сетью, т.н. преобразователь-инвертор. Метод накопления электроэнергии с помощью СПИНЭ отличается экологической чистотой. Не используются вредные материалы, никаких химических реакций не происходит. Отходы производства отсутствуют.

Первая СПИН система, сконструированная как защита от падения напряжения или PQVR (регулятор напряжения) была установлена на современной бумажной фабрике в Стейнджере штата Эском в Южноафриканской национальной системе электроснабжения в апреле 1997 г [1].

Областью применения СПИН, которые используют высокотемпературную сверхпроводимость, станут проблемы энергоснабжения, такие как кратковременное падение напряжения и перенапряжение, и эти применения начинают приобретать коммерческий характер в США. Разработчик, Сверхпроводящая Инкорпорация (СИ), требует от СПИН-технологии значительно большей компактности по сравнению с накопителями на базе аккумуляторных батарей и большей экологичности. СИ оценивает, что рынок СПИН, их производство по стоимости составит более чем 500 млн. долларов в год. Эта технология нацелена особенно на промышленные производства, где она может обеспечить защиту устройств, таких как технологическое оборудование и приводы, от кратковременных нарушений в энергоснабжении. В соответствии с данными Института Электроэнергетических исследований, 80-90% проблем качества энергоснабжения являются результатом отключений или перерывов электроснабжения, длящихся менее одной секунды. Эти перерывы оцениваются ежегодными потерями для промышленности США более чем в 12 млрд долларов [2]. Промышленный СПИН был использован для защиты от кратковременных падений напряжения, действующих на производственное оборудование по изготовлению автозапчастей, в Австрии. Он управлял электрической системой Стеваг-Стег и предоставлял возможность проскакивать падения напряжения длительностью до 0.8 с, имея управляющую мощность 1.4 МВт. Он мог также преодолевать падения напряжения, длящиеся даже дольше, когда электрической нагрузкой было освещение и немедленно выдавать активную и реактивную энергию на завод всякий раз при условиях обнаружения колебаний напряжения [3].

На этапе подготовки запуска СПИН в энергосистеме г. Такома потребовалось активное участие специалистов-энергетиков, так как требовалась привязка СПИН к действующей энергосистеме и учет особенностей режимов её работы. В настоящее время необходимость более активного участия энергетиков в разработке СП-оборудования проявляется в том, что энергетические компании Японии и США являются головными при создании СП-оборудования для энергетических систем [4]. Современные зарубежные исследования удельного веса стоимости отдельных элементов СПИН в общей стоимости устройства показывают, что наибольшее значение приходится на сверхпроводящую катушку - порядка 62% и на криогенное оборудование –24%, на конвертор на базе GTO тиристоров - около 5%, а остальное на разработку и прочие элементы [5].

Рассматривая различные формы обмоток СПИН, можно отметить наибольшую эффективность тороидальной, которая принята за основу учеными и специалистами США, Японии и Германии. Причем, с целью снижения динамических усилий в обмотках СПИН предлагается спиральный навив витков [6]. Кроме того, для улучшения режимов работы СПИН при его зарядке и разрядке и увеличения тем самым безопасности работы разработан и запатентован для выполнения функций конвертора трансформатор постоянного тока [6].

Выявлением сильных и слабых сторон накопителей показывает, что СПИНЭ практически не имеет серьезных недостатков, и открываются большие перспективы по его использованию в качестве источника электрической энергии. Также можно использовать их как компенсатор реактивной мощности в электроэнергетической системе.

Литература

1. В.В. Бушуев и др. «Динамические свойства энергообъединений». М.: Энергоатомиздат, 1995.
2. Ш.И. Лутидзе, Э.А. Джафаров. «Сверхпроводящие трансформаторы». М.: Научтехлитиздат, 2002.

УДК 625.273

УСТРОЙСТВО УПРАВЛЕНИЯ И СБОРА ИНФОРМАЦИИ УУСИ-16

Понтус В.С.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

Срабатывание в определенное время — это принцип устройств исключительно на таймере. Не важно, какая погода, идет ли дождь или снег — утром свет ночной иллюминации будет погашен, а вечером будет включен — в соответствии с заданными пользователем параметрами настраиваемого таймера. Но как быть с тем, что световой день летом пребывает, а к зиме — убывает? В этом недостаток схем просто на таймере, нужно будет время от времени проводить корректировку.

Более гибкая система — астротаймер. Этот тип контроллера представляет собой таймер, сопряженный с программой слежения за теоретическим движением солнца по горизонту. База данных относительно динамики положения Солнца над местностью с вашими координатами загружается в контроллер, и чем более совершенна программа — тем точнее работа системы автоматизации. [1].

УУСИ-16 предназначено для управления и сбора информации и используется в качестве контроллера нижнего уровня(КП) систем телемеханики и АСУТП в электроэнергетике. Оснащено встроенным GSM/GPRS модемом для обмена данными через сети мобильной связи GSM 900/1800. Вычислительная мощность устройства позволяет обеспечивать сбор, обработку и передачу данных на верхний уровень диспетчерских пунктов управления.

Устройство представляет собой GSM-модуль, релейный модуль, блок питания и аккумулятор в пластиковом корпусе

Комплект поставки:

- устройство УУСИ-16-1 шт.
- разъем D-Sub, типа 'FEMALE' в корпусе-1 шт.
- GSM-антенна-1 шт.
- паспорт-1 шт.

Управление системой уличного освещения предназначено для включения/ выключения освещения в моменты захода и восхода солнца в зависимости от географических координат местности и времени года, согласно графику расписания в памяти Устройства.

При изменении внешних коммутаций, устройство передаёт информацию о новом состоянии на сервер сбора информации посредством технологии пакетной передачи данных (GPRS). При возникновении события (изменение состояния любого входа) модуль фиксирует событие у себя в журнале с меткой времени (день, месяц, год, часы, минуты, секунды) и передаёт информацию о событии в центр сбора. Связь с центром сбора осуществляется посредством GPRS соединения.

Устройство оборудовано аккумуляторной батареей и способно в течении 60 минут передать на верхний уровень информацию о переходе устройства в режим работы от резервного питания. При этом анализ состояния входов/выходов прекращается.

Программирование модуля осуществляется через встроенный COM-порт устройства. Программа для прошивки модуля M66 – Qflash_V3.4.exe. позволяет конфигурировать устройство под заданные параметры GSM сети и пользовательские настройки дискретных входов/выходов устройства.

Изготовитель (производственная лаборатория службы ТС филиала “Учебный центр” РУП “Витебскэнерго”.

Устройство управления и сбора информации УУСИ-16 предназначено для:

-выдачи команд управления на включение уличного освещения в соответствии с графиком расписания во внутренней памяти устройства. Возможность дистанционного включения освещения с рабочего места диспетчера, а также удаленной корректировки расписания;

- сбор данных с дискретных датчиков типа “Сухой контакт”;
- сбор данных с аналоговых измерительных преобразователей;
- сбор данных с устройств, поддерживающих интерфейс RS-485 (счетчики электрической энергии и так далее);
- передачи полученных данных на верхний уровень АРМ диспетчера, посредством GSM/GPRS модема.

Шкаф управления уличным освещением предназначен для выдачи команд управления на включение уличного освещения в соответствии с графиком расписания во внутренней памяти УУСИ-16 с возможностью дистанционного включения освещения с рабочего места диспетчера, а также удаленной корректировки расписания. Оборудован возможностью контроля закрытия дверей.

Литература

Повный А. Современные способы дистанционного управления уличным освещением/ А. Повный//Электрик Инфо [Электронный ресурс]. – 2008. – Режим доступа: <http://elektrik.info/main/automation/1286-sovremennyye-sposoby-distancionnogo-upravleniya.html>. – Дата доступа: 16.11.2017

УДК 621.311+621.315/.316

СВЕРХПРОВОДЯЩИЕ СЕТИ

Савошинский А.М.

Научный руководитель – профессор, д.т.н. Фурсанов М.И.

Полномасштабные проекты, в которых использовались силовые кабели с элементами, обладающими сверхпроводимостью при высоких температурах (HTS), реализованы в разных странах. Сверхпроводящие кабели с низким импедансом и большой токовой пропускной способностью в настоящее время установлены в энергетических сетях как для передачи, так и для распределения напряжения для того, чтобы удовлетворить растущий спрос на мощности и повысить эффективность электрических сетей. Использование в подземных силовых кабелях проводников с высокотемпературной сверхпроводимостью, которые обладают способностью пропускать ток в 150 раз больший по сравнению с медными проводниками того же диаметра, позволяет обеспечивать пропускную способность тракта передачи в 10 раз большую по сравнению с обычными кабелями. Система охлаждения имеет автономную тепловую среду, что исключает возникновение проблем при изменении рабочей температуры стандартных кабелей и ухудшении характеристик кабелей любой другой конструкции. Поэтому исключаются проблемы, связанные с теплопроводностью почвы, возникновением разности температур в ней, нагревом кабелей и т.п. Любой кабель со сверхпроводящим экранирующим слоем не излучает магнитное поле и не восприимчив к воздействию внешних магнитных полей. Как следствие, такие кабели могут без проблем прокладываться в существующих кабелепроводах или в узких траншеях, что облегчает их монтаж, особенно в плотно населенных городских зонах. Это упрощает решение вопросов выбора трассы для прокладки кабеля и требования к землеотводу. Низковольтные сверхпроводящие кабели являются востребованной альтернативой высоковольтным кабелям или даже воздушным линиям передачи.

К дополнительным преимуществам сверхпроводящих кабелей относятся малые потери, обусловленные низким импедансом материалов, обладающих высокотемпературной сверхпроводимостью. Кроме того, такие кабели позволяют ограничивать токи в аварийных режимах эксплуатации. Сверхпроводящие кабели также могут быть использованы в силовых сетях для того, чтобы разгрузить обычные кабели или воздушные линии электропередачи и снизить перегрузки в городских центрах. Они могут автоматически подавлять броски напряжения, что дает возможность создавать гибкие «самовосстанавливающиеся» сети, которые выдерживают различные вредные воздействия и природные катастрофы. Это уникальное сочетание положительных особенностей делает сверхпроводящие кабели идеальным средством модернизации городских силовых сетей [1].

Сверхпроводники типа 344 компании AMSC представляют собой слой сверхпроводящего материала шириной 4,4 мм с нанесенным тонким слоем меди или нержавеющей стали. Такая многослойная конструкция не только обеспечивает гибкость провода, но и может быть использована для ограничения аварийных токов, протекающих по кабелю. Это происходит при превышении уровня тока, являющегося критическим для сверхпроводящего материала. Сверхпроводник теряет свои проводящие свойства, и ток автоматически начинает протекать по слоям ламинирующего материала с относительно высоким сопротивлением. Конструкция высокотемпературных кабелей позволяет использовать в них жидкий азот в качестве диэлектрика и охлаждающего вещества. По мере того, как энергетические компании все в большей степени узнают о сверхпроводящих кабелях, работающих на постоянном и переменном токе, и об их уникальных возможностях, количество установленных линий будет расти. Интерес к сверхпроводящим кабелям в мире, включая такие страны, как США, Корея, Япония, Китай, Германия и Россия, проявляемый энергетическими компаниями и коммерческими операторами линий передачи электроэнергии, подтверждает такие прогнозы. AmericanSuperconductorCorporation и другие представители промышленности накопили

большой объем технической и экономической информации, подтверждающей, что сверхпроводящие магистральные линии электропередачи постоянного и переменного тока идеально подходят для модернизации наиболее ответственных сегментов силовых сетей во всем мире. Это, несомненно, будет побуждать производителей кабельной продукции расширять свою номенклатуру, предлагая на электротехническом рынке сверхпроводящие кабели. В новом десятилетии влияние сверхпроводящих кабелей на электроэнергетический бизнес достигнет, по всей вероятности, очень больших масштабов, и, может быть, эффект от их внедрения будет соизмерим с тем, чему мы были свидетелями при использовании современных систем передачи данных и связи в последнюю половину прошлого столетия [2].

Литература

1. Первое отраслевое электронное СМИ. RusCable.Ru [Электронный ресурс] – Москва, 2009. – Режим доступа: http://www.ruscable.ru/article/Sverkhprovodyashhie_kabeli_milliardy_ekonomii_na/. Дата доступа: 01.11.2010.
2. Популярная механика. [Электронный ресурс] – Санкт-Петербург, 2010. – Режим доступа: <https://www.popmech.ru/technologies/10946-sverkhprovodimost-v-massy-energосnabzhenie-pokoreyski/>. - Дата доступа: 09.10.2010.

УДК 004.421.2

ПРИМЕНЕНИЕ СУПЕРКОНДЕНСАТОРОВ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Спода А. Е.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М. И.

Суперконденсаторы - это электрохимические конденсаторы, которые существенно отличаются от обычных практически неограниченной долговечностью, более низкими потерями тока и большими значениями удельной мощности. При этом они имеют на порядок меньшие габариты. То есть это батарея нового поколения, которая сможет открыть многочисленные перспективы в энергетике. В первую очередь большой интерес к суперконденсаторам вызван возможностью замены ими батарей, а также создания гибких источников питания большой мощности [3].

В целом суперконденсатор – это гибрид химической аккумуляторной батареи и обычного конденсатора:

1) Главное отличие суперконденсатора от привычного конденсатора — в наличии у первого не просто диэлектрика между электродами, а двойного электрического слоя. В результате между электродами образуется очень маленькое расстояние, а его возможность накапливать электрическую энергию (электрическая емкость) получается намного выше.

2) Кроме этого суперконденсатор от аккумуляторной батареи отличается скоростью накопления, а также степенью отдачи электрического заряда. Благодаря применению двойного электрического слоя повышается площадь поверхности электродов при тех же общих габаритах. То есть в устройстве сочетаются лучшие электрические характеристики – существенная емкость аккумулятора и скорость конденсатора [2].

К отличительным особенностям суперконденсаторов относятся:

1. Высокая удельная мощность, что делает суперконденсаторы оптимальным средством для работы при резких и значительных изменениях мощности и эффективно использовать для стабилизации параметров тока.

2. Высокая скорость заряда/разряда, что позволяет эффективно применять суперконденсаторы в системах рекуперации энергии и компенсации импульсной мощности.

3. Широкий диапазон рабочих температур от -40 до 65 °C, что обеспечивает их применение в различных системах уличного исполнения без специальных климатических систем.

4. Срок службы не менее 10 лет (миллион циклов заряда/разряда), что исключает необходимость частых замен и снижает эксплуатационные издержки.

5. Герметичность и экологичность, что исключает необходимость эксплуатационных затрат и затрат на проведение экологических мероприятий.

6. Компактность, малые размеры и масса, что делает суперконденсаторы эффективными для автономных и мобильных применений [2].

Суперконденсаторы в настоящее время применяются практически во всех индустриях, однако к основным потребителям можно отнести производителей электроники, транспорта, энергетики, включая возобновляемую, и силового оборудования [1].

Одним из наиболее распространённых применений суперконденсаторов является их использование в составе систем управления ориентацией (поворота) лопастей турбин ветрогенераторов с целью обеспечения максимальной генерации электроэнергии и предотвращения поломки лопастей при большой скорости ветра, так называемых системах Pitch control.

Доля применения суперконденсаторов в системах Pitch control постоянно растёт, в первую очередь за счёт отказа от аккумуляторных батарей в силу того, что использование суперконденсаторов оказывается надёжнее и экономичнее.

Ещё одним распространённым применением является использование суперконденсаторов в составе «гибридных» систем накопления энергии совместно с аккумуляторными батареями. В данных системах суперконденсаторы и аккумуляторы

компенсируют недостатки друг друга. Аккумуляторные батареи используются в качестве основного накопителя энергии, в то время как суперконденсаторы обеспечивают импульсные режимы работы, компенсируя нестабильную генерацию возобновляемых источников энергии и быстрые изменения нагрузки. Помимо этого, суперконденсаторы защищают аккумуляторы от просадок напряжения и высоких токов заряда/ разряда. При этом потребность в аккумуляторных батареях может быть снижена в пять раз, а срок службы батарей увеличен до двух раз.

Гибридные системы накопления энергии во многих случаях являются наиболее эффективным решением интеграции возобновляемых источников энергии в распределительные сети, компенсации импульсной мощности нагрузки, накопления энергии рекуперации и т.п., чему уже существует множество практических подтверждений.

Одна из крупнейших американских энергетических компаний Duke Energy столкнулась с необходимостью нести значительные затраты, связанные с модернизацией существующей инфраструктуры при подключении возобновляемых источников энергии к распределительной сети. С целью сглаживания нестабильной солнечной генерации, компенсации импульсной мощности и поддержания нагрузки в периоды низкой генерации был установлен гибридный накопитель в составе суперконденсаторов 277 кВт / 8,0 кВт-ч и аккумуляторных батарей 50 кВт / 300 кВт-ч. Суперконденсаторы быстро компенсируют как изменения мощности солнечной генерации, так и импульсные нагрузки, тем самым избавляя аккумуляторы от деградирующих их режимов заряда/разряда. Батареи же обеспечивают долговременное накопление энергии от солнечных батарей и поддержание нагрузки в наиболее оптимальные для этого периоды времени. В результате обеспечено сокращение капитальных затрат на 10-15 % и сокращение операционных затрат на 30 % в сравнении с применением только батарей.

Другим примером эффективного использования «гибридных» систем накопления энергии может служить проект Southeastern Pennsylvania Transportation Authority (SEPTA). Более 80 % из потребляемых данным проектом 5 ГВт энергии приходится на обеспечение движения по железной дороге. Рекуперация энергии торможения могла бы привести к существенной экономии потребления электроэнергии. Соответственно, была разработана и установлена «гибридная» система накопления энергии «суперконденсатор — батарея», предназначенная для выполнения следующих основных функций:

1. Рекуперация энергии торможения. Суперконденсаторы накапливают энергию торможения, определяя повышение напряжения в контактной сети. Данный процесс происходит несколько тысяч раз в сутки и длится в среднем 15-20 секунд.

2. Модулирование нагрузки для обеспечения регулирования частоты на энергетическом рынке. В среднем 90 минут в день тратится на процесс рекуперации энергии торможения, соответственно, остальное время используется для реализации данной функции.

Как результат, было обеспечено 20 % сокращение потребления энергии из сети, а также 800 кВт модулирование мощности с возможностью быстрого подключения. Поскольку это платная услуга, предоставляемая оператору энергосистемы, данная функция приносит SEPTA более \$ 200 тыс. выручки ежегодно [2].

В качестве примера эффективного решения компенсации импульсной мощности с помощью суперконденсаторов можно привести проект глубоководного порта Yangshan в Китае, расположенного недалеко от Шанхая. 23 портовых крана постоянно создавали значительные изменения (просадки) напряжения длительностью 10-15 секунд. Так как порт расположен в 20 милях от берега, увеличение подводимой мощности и прокладка дополнительных силовых кабелей были очень дорогим решением. В качестве альтернативного решения был разработан и установлен суперконденсаторный накопитель мощностью 3 МВт / 17,2 кВтч, обеспечивающий 20-секундную поддержку и компенсацию падения напряжения при работе кранов. К настоящему моменту система эксплуатируется более двух лет. В результате обеспечено 38 % сокращение потребления электроэнергии в пиковых режимах, экономия потребления электроэнергии составила \$ 2,9 млн, а экономия за

счёт повышения эффективности и сокращения эксплуатационных издержек составила \$ 41 млн.

Суперконденсаторы являются одним из трёх базовых элементов — накопителей/источников энергии и занимают по своим характеристикам промежуточное положение между конденсаторами и батареями. Благодаря уникальным свойствам объёмы потребления суперконденсаторов в мире постоянно увеличиваются. В настоящее время суперконденсаторы применяются практически во всех отраслях мировой индустрии, и энергетика здесь не является исключением.

Проведённые исследования и практический мировой опыт показывают, что в большинстве случаев применение суперконденсаторов на всех этапах, от генерации электроэнергии возобновляемыми источниками энергии до конечных потребителей, является наиболее эффективным решением с технической точки зрения и по совокупной стоимости владения и экологичности.

Литература

1. Применение суперконденсаторов EDLC в возобновляемой энергетике [Электронный ресурс]. – 2017.– Режим доступа : <https://econet.ru/articles/150609-primenenie-superkondensatorov-edlc-v-vozobnovlyaemoj-energetike-mirovaya-praktika>. – Дата доступа : 5.12.2017.
2. Сравнение конденсатора и аккумулятора / [Электронный ресурс]. – 2017.– Режим доступа : <https://best-energy.com.ua/support/battery/bu-209>. – Дата доступа : 5.12.2017.
3. Суперконденсаторы. Устройство и применение. Виды и работа. / [Электронный ресурс]. – 2017.– Режим доступа : <https://electrosam.ru/glavnaja/slabotochnye-seti/oborudovanie/superkondensatory/>. – Дата доступа: 5.12.2017.

УДК 62-932.4

ВЫРАВНИВАНИЕ СУТОЧНОГО ГРАФИКА НАГРУЗКИ С ПОМОЩЬЮ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ

Трепашко А. Н.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М.И.

Один из возможных способов решения данной проблемы в коммунально-бытовом секторе, учитывая интенсивное развитие автомобилестроения, – применение современных электромобилей. Разработка данного подхода позволит существенно снизить затраты как на потребление электроэнергии, так и на ее производство.

Электромобили рассматриваются как потребители электрической энергии, то есть задача выравнивания графика электрической нагрузки энергосистемы в данном случае заключается в заполнении ночных провалов нагрузки с увеличением их до пиковых (полупиковых). Подобный способ выравнивания нагрузок связан с ростом электропотребления в энергосистеме за счет сокращения потребления жидкого нефтяного топлива. В ряде зарубежных стран, например, в Норвегии, за счет широкого использования электроэнергии во всех отраслях промышленности и в коммунально-бытовом секторе ее удельное ежегодное потребление на душу населения в 5 раз больше, чем в Беларуси. Подобный путь регулирования суточного графика эффективен и общепризнан, так как открывает возможности для роста электрооснащенности труда в подобном хозяйстве и для более широкого применения электроэнергии в коммунально-бытовом секторе.

Однако в настоящее время в Беларуси практически отсутствуют электромобили. Одна из причин этого – высокая стоимость. Проанализируем случай, когда потребитель электроэнергии выступает в двух качествах: потребителя и генератора, каким, в сущности, и является аккумулятор электромобиля. Если учесть, что длительность зарядки аккумулятора составляет в среднем 7 ч, электроемкость батареи – 85 кВт·ч, число зарядок в году равно 40, то время нахождения батареи в режиме зарядки с целью выполнения основной функции (обеспечение движения транспортного средства) составит $7 \cdot 40 = 280$ ч в течение года. Остальное время автомобиль эксплуатируется в дневное время и находится на стоянке в ночное время.

На рисунке 1 приведены два варианта режимов работы аккумуляторов электромобилей: первый (а) – режим исключительно зарядки, при котором она осуществляется только в часы минимальных нагрузок энергосистемы; второй вариант (б) – режим зарядки аналогично первому с последующим режимом выдачи электрической энергии в сеть, когда часть автомобилей круглосуточно находится на стоянке и аккумуляторы работают в переменном режиме зарядки/разрядки.

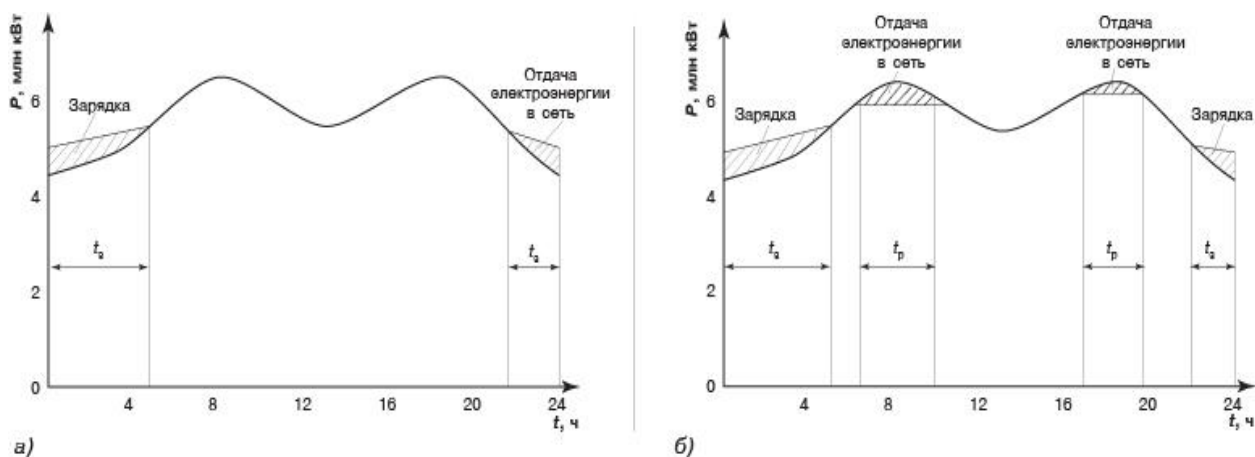


Рисунок 1. Режим работы аккумуляторов электромобилей в разные часы суток

Вариант применения аккумуляторов электромобилей для выравнивания суточного графика нагрузки энергосистемы необходимо рассматривать в комплексе с другим важным нетрадиционным энергоисточником – солнечными батареями, которые устанавливаются на кровле дома.

Так в большинстве фотоэлектрических систем применяют свинцово-кислотные аккумуляторы, специально предназначенные для солнечных батарей. Подобные аккумуляторы существенно отличаются от автомобильных, и по этой причине необходима разработка принципиальных технических решений, обеспечивающих совместную работу трех энергоисточников: солнечной батареи, аккумуляторов электромобилей и энергосистемы.

Таким образом, в основу технических и организационных решений при создании «интеллектуальной» системы энергопотребления и генерации энергии в жилом многоквартирном доме должен быть положен проект, выполненный с соблюдением норм и правил проектирования, которые на данный момент требуют доработки. Подобные проекты в некоторых странах уже существуют в различных вариантах. Если же говорить о возможностях развития электромобилестроения, то в 2005 г. индустрия электротранспорта достигла уровня продаж 31,1 млрд долл. В 2015 г. цифра увеличилась в 7 раз и достигла 227 млрд долл. Можно надеяться, что и в Беларуси электромобили постепенно начнут занимать достойное место не только среди эффективных транспортных средств, но и выступать в роли источников покрытия пиковых электрических нагрузок наравне с выполнением функций заполнения их провалов.

Литература

1. Забелло Е., Булах В.: Выравнивание суточного графика нагрузки с помощью аккумуляторов электромобилей / Е. Забелло, В. Булах // Энергетика и ТЭК. – 2014. - № 7/8. – С. 27-34.
2. Кашкаров А. П. : Ветрогенераторы, солнечные батареи / А. П. Кашкаров. – Москва: Книжный мир, 2011. – 158 с

УДК 621.311.4

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Власов А. А.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М. И.

В данном исследовательском задании рассматриваются особенности применения цифровых систем управления работой подстанций, преимущества этих систем, а также детально разобраны некоторые элементы этих систем. Применение цифровых подстанций регламентируется международным стандартом МЭК 61850. [3]

В общих чертах, полной цифровой подстанцией является та, в которой как можно больше данных, связанных с первичным процессом оцифровывается сразу же, в точке измерения. После этого, обмен данными, между устройствами, может происходить с помощью Ethernet.

Архитектура программно-аппаратного комплекса цифровой подстанции выстраивается по иерархическому принципу и подразделяется на три уровня:

- уровень технологического процесса (нижний);
- уровень присоединения (средний);
- общеподстанционный уровень (верхний).

Базовые принципы построения программно-аппаратного комплекса цифровой подстанции:

1) надежность, включает в себя:

- гарантированное время передачи сигналов;
- наличие функционального резервирования;
- самодиагностика коммутационной среды;

2) безопасность, включает в себя:

- электромагнитная безопасность;
- информационная безопасность
 - а) несанкционированный доступ к выполнению технологических операций на подстанции лицам, не имеющим прав на выполнение указанных операций;
 - б) ошибки персонала, наступившие вследствие нарушения правил выполнения оперативных переключений;
 - в) различные информационные воздействия, имеющие целью нарушение нормального режима работы подстанции (в том числе вредоносное ПО, кибератаки) и прочее;

3) принцип единства измерений, включает в себя:

- единство точек измерения;
- синхронность операций и измерений;

4) унификация, включает в себя:

- унификация конфигурирования;
- унификация протоколов;
- унификация описания функций.

К преимуществам цифровых подстанций по отношению к традиционным можно отнести:

1. повышенная надежность и доступность (способность глубокой самодиагностики цифровых устройств обеспечивает высокую жизнеспособность подстанции);
2. оптимизация работы подстанции (моментальный анализ данных, получаемых датчиками);
3. сокращение расходов на обслуживание (возможность перехода к надежности-ориентированному обслуживанию);
4. улучшенные коммуникационные возможности (способность передачи информации через каналы Ethernet). [1]

Одним из основных аппаратных элементов цифровой подстанции являются цифровые измерительные трансформаторы. Особенностью применения этих трансформаторов является отсутствие в них сердечника - источника погрешности (из-за необходимости намагничивания сердечника, одновременно не перегружая его). На цифровых подстанциях используются следующие трансформаторы тока без сердечника:

–оптические трансформаторы (используют эффект Фарадея – измерение углового отклонения луча света, проходящего в оптоволоконной петле, намотанной на проводник с током);

–трансформаторы Роговского (тороидальная катушка располагается вокруг первичного провода точно так, как вторичная обмотка в обычном трансформаторе тока, но только без ферромагнитного сердечника);

–трансформаторы, изготовленные по емкостной технологии с воздушной или газовой изоляцией цифрового устройства соответствующего размера (являются по сути емкостными делителями, согласованными с тонкопленочными конструктивными трансформаторами напряжения);

Преимущества применения цифровых измерительных трансформаторов:

- a) повышенная безопасность: отсутствие опасности взрыва, нет проводов во вторичном контуре ТТ;
- b) точность измерений в сочетании с большим динамическим диапазоном измерений;
- c) отсутствие насыщения, феррорезонанса или нежелательных переходных процессов;
- d) продолжительная и устойчивая точность данных;
- e) сейсмическая устойчивость;
- f) повышенная надежность и полная самодиагностика;
- g) легкость, компактность, гибкость;
- h) Минимальное количество составляющих. [2]

Также в исследовательском задании описан пример использования цифровой подстанции в Дании на гибридной (состоящей из воздушных и кабельных линий) линии напряжением 400 кВ.

Литература

1. Дроздова, Т.В. «Цифровая подстанция»: практический опыт. Первое в России внедрение технологии на действующем объекте генерации / Т.В. Дроздова, Н.Е. Елов, А.П. Морозов // Энергия единой сети. – июнь-июль 2016. – № 3 (26). – С. 54-61.
2. Дубров, В.И. Методы и подходы определения технического состояния цифровых электроподстанций / В.И. Дубров, Р.Г. Оганян, Д.В. Шайхутдинов и др. // Фундаментальные исследования. – 2016. – №9. – С. 16-20.
3. Ильинчик, В.А. Цифровые подстанции / В.А. Ильинчик, А.Г. Баран, В.В. Будников // Актуальные проблемы энергетики. С Н Т К 70. – С. 77-79.
4. Моржин, Ю.И. Цифровая подстанция. Концепция, технология внедрения. Создание опытного полигона «Цифровая подстанция ЕНЭС» / Ю.И. Моржин, С.Г. Попов. // Энергия единой сети. – Декабрь 2012 – январь 2013. – №5. - С. 4-19.

УДК 621.31.7

УМНЫЕ ОПОРЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Жукович Я.В.

Научный руководитель – д.т.н., профессор Фурсанов М. И

Отличительной особенностью интеллектуальной электрической сети является непрерывное контролирование состояния воздушных линий электропередачи. Для этого наиболее опасные участки линий предполагается выполнять на «умных» опорах, которые оснащены информационно-измерительной аппаратурой, необходимой для обнаружения предаварийных режимов.

В состав предлагаемого информационно-измерительного оснащения «умной» опоры входят: накладной датчик температуры поверхности проводника 1, волоконно-оптический датчик тяжения провода 2, портативная погодная станция 3 для измерений давления, температуры, влажности окружающей среды и величины ветрового воздействия, датчик магнитного поля 4, а также блок обработки и передачи измерительной информации 5 на ЭВМ диспетчерского пункта 6. [1,14]

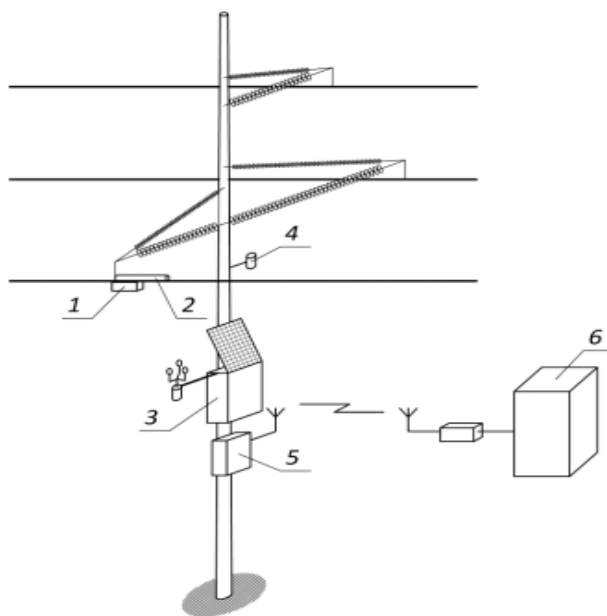


Рисунок 1 – Опора ЛЭП интеллектуальной электросети

Идентификация перегрузки.

Для оценки пропускной способности воздушных линий по нагреву успешно используется технология СТМ, которая подразумевает выполнение серии метеорологических измерений в совокупности с непрерывным контролем температуры поверхности провода. Согласно модели СТМ допустимая токовая нагрузка I , А, в текущих условиях окружающей среды определяется выражением:

$$I = \sqrt{\frac{S}{R} \left[\frac{0,443 \sqrt{p \cdot v}}{(T_{air} - 272,15)^{0,123} \cdot \sqrt{d}} (T_c - T_{air}) + 36,8 \cdot 10^{-8} E (T_c^4 - T_{air}^4) \right]}, \quad (1)$$

где S – площадь поверхности проводника, m^2

R – активное сопротивление, Ом;

p – атмосферное давление, Па;

v – скорость ветра, м/с;

d – диаметр провода, мм;

T_{air} – температура воздуха, °С;

T_c – температура поверхности провода, °С;

E – константа излучения (0,5 для поверхности провода). [2,98]

Распознавание начала процесса гололёдообразования.

Для этой цели используется термодинамический способ диагностики обледенения ЛЭП, заключающийся в анализе метеорологических условий. Данный способ диагностики подразумевает вычисление значений точек росы T_a и десублимации T_i . Гололёдообразование невозможно, если температура поверхности провода T_c больше 0 °С или же, если значение T_c превышает величины точек росы T_a и десублимации T_i .

Определение веса гололёдных отложений.

Введение в конструкцию «умной» опоры волоконно-оптического датчика деформации (ВОДД) позволяет с высокой точностью определять величину тяжения σ , Н/мм², испытываемого проводом в текущих условиях ветрового воздействия и температурного режима. Величина удельной нагрузки на провод γ , Н/(м·мм²), может быть найдена из уравнения состояния провода.

$$\gamma = \frac{10^{-3}}{1,6 \cdot F} \sqrt{\left[C_x v^2 (d+b) \sin^2 \varphi \right]^2 + 1,6 \left[G + \pi b (d+b) \rho g \right]^2}, \quad (2)$$

где F – фактическое сечение провода, мм²;

C_x – коэффициент лобового сопротивления провода, покрытого гололёдом (1,2);

φ – угол между направлением ветра и осью ЛЭП, рад;

b – толщина гололёдной муфты, мм;

G – вес 1 км провода,

H ; ρ – плотность гололёдных отложений (900 кг/м³);

g – ускорение свободного падения (9,8 м/с²). [2,112]

Решив уравнение (2) относительно величины b методом итерационного приближения, можно определить толщину гололёдной муфты на проводах ЛЭП. Это значение позволит судить о весе отложений и интенсивности обледенения линии.

Прогнозирование развития предаварийных режимов сводится к прогнозированию параметров метеорологических условий. Для этой цели перспективным выглядит использование искусственных нейронных сетей (ИНС) [3], воспроизводящих способность биологических систем к обучению и обобщению накопленных знаний. В случае задачи экстраполирования измерительных данных выборка обучающих примеров формируется с помощью метода «скользящих окон». Согласно данному методу выбирается временной интервал t_1 - t_n , затем в качестве x_1 задаётся значение интересующего параметра в момент времени t_1 , x_2 – при t_2 и т. д. до x_n . В качестве желаемого выхода сети принимаются значения параметра x в интервале t_{n+1} - t_{n+m} , где m – период прогноза. Таким образом будет сформирован первый обучающий пример, для формирования второго примера «окно» сдвигается по номограмме изменения параметра x на одну позицию вправо, после чего выполняются аналогичные операции. [4,1]

Заключение

Использование «умных» опор воздушных ЛЭП позволит повысить надёжность распределительных и транзитных линий 110-750 кВ, что станет важным шагом на пути реализации концепции интеллектуальной электросети. Отслеживание и прогнозирование параметров, определяющих температурный режим линейных проводов, сделает возможным заблаговременно определять тенденцию к возникновению аварийных ситуаций и принимать упреждающие меры по их недопущению.

Литература

1. Белявский А.В., Желонкин А.В. удущее – за интеллектуальными электросетями // Энергетика Татарстана. – 2010. – № 3. – С. 13-21.

2. Крюков К.П., Новгородцев .П. Конструкции и механический растёт линий электропередачи. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергия, Ленингр. отд-ние, 1979. – 312 с.
3. Ясницкий Л.Н. Введение в искусственный интеллект: учеб. пособие для студ. высш. учеб. заведений. – 2-е изд., испр. – М.: Академия, 2008. – 176 с.

УДК 621.311

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ОПЕРАТИВНОМУ ПЛАНИРОВАНИЮ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОСНОВНОЙ СЕТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Белько А.И.

Научный руководитель – к. т. н., доцент Прокопенко В.Г.

Снижение потерь активной мощности и электроэнергии в электрических сетях является одной из основных и первоочередных задач на этапе их эксплуатации. Решение этой задачи может быть осуществлено за счет уже имеющихся в электрической сети средств регулирования режимов, либо за счет дополнительно устанавливаемых компенсирующих устройств (далее – КУ), вольтодобавочных трансформаторов, линейных регуляторов. В первом случае не требуются дополнительные капитальные вложения.

Для снижения потерь мощности и энергии разрабатывается перечень мероприятий. Они делятся на организационные и технические. Организационные мероприятия не требуют дополнительных капитальных вложений и осуществляются за счёт режимных воздействий во время эксплуатации оборудования (повышение рабочего напряжения; надстройка анцапф трансформаторов с РПН, ПБВ; надстройка установленных компенсирующих устройств; размыкание замкнутых сетей в оптимальных точках; оптимизация прохождения энергосистемой режимов минимальных нагрузок; выравнивание нагрузок в фазах и т.д.). Технические мероприятия связаны с дополнительными капитальными затратами (повышение номинального напряжения; установка новых компенсирующих устройств; замена проводов; установка устройств продольно-поперечного регулирования и т.д.).

Для оптимизации режимов сети могут использоваться различные методы:

- метод покоординатного спуска;
- пошаговый метод с анализом предыстории (метод наискорейшего спуска);
- многошаговый метод с учётом предыстории;
- ускоренный многошаговый метод с учётом предыстории.

В этой работе использован **метод наискорейшего спуска**.

Порядок расчёта при использовании данного метода следующий: рассчитывается исходный режим, запоминаются потери мощности. Изменяется первая переменная в сторону увеличения. Предположим, что потери снизились. В этом случае запоминается снижение потерь и направление изменения переменной. В расчётную схему вносится первоначальное значение переменной и изменяется следующая переменная (на ступень), рассчитывается снижение потерь и запоминается. Таким образом, перебираются все переменные. На основе анализа снижения потерь выбирается переменная, которая снизила в наибольшей степени потери мощности. Новое значение переменной вносится в расчётную схему и расчёт повторяется.

Данный метод в ряде случаев может приводить к большему снижению потерь мощности в сети, чем метод покоординатного спуска, однако вместе с этим увеличивается число расчётов.

Все выше перечисленные методы применяются также при оптимизации режима по реактивной мощности (в качестве переменной выступает реактивная мощность источников Q_i).

При выполнении оптимизации режимов необходимо учитывать ряд технических ограничений, которые можно разделить на прямые и косвенные.

К прямым ограничениям относятся:

- реактивная мощность отдельных источников питания не может превышать располагаемую реактивную мощность этих источников;
- пропускная способность по току элементов (трансформаторов, линий), связывающих данный источник питания с системой.

Учёт прямых ограничений осуществляется переводом пунктов с регулируемой реактивной мощностью после достижения ими предельной загрузки в категорию пунктов с фиксированной реактивной мощностью.

Основным видом косвенных ограничений являются ограничения по режиму напряжений, которые могут потребовать полного перераспределения нагрузок между всеми источниками реактивной мощности.

При осуществлении планирования оптимальных режимов сети энергосистемы необходимо провести ряд оптимизационных расчётов с целью выявления режима, соответствующего наименьшей величине потерь активной мощности и электроэнергии. Данные расчёты выполняются на ЭВМ в специальных программах (RastrWin, Mustang), позволяющие произвести расчёт режимов сети любой конфигурации, получить полную информацию по ветвям и узлам сети.

Во время осуществления планирования оптимальных режимов сети необходимо обеспечить:

- надёжное электроснабжение по межгосударственным, системообразующим линиям электропередач;
- надёжную работу электростанций, оборудования ПС;
- требуемый уровень напряжений в узлах, соответствующие допустимым пределам;
- требуемое качество электроэнергии;
- оптимальный уровень потерь мощности и электроэнергии;
- экономичную работу энергосистемы.

В данной работе была произведена оптимизация режимов наибольших и наименьших нагрузок, а также нескольких ремонтных режимов для схемы сети энергосистемы, которая является частью Белорусской энергосистемы. Рассматриваемая схема включает в себя 150 узлов (в том числе 2 узла номинальным напряжением 750 кВ, 20 узлов – 330 кВ, 7 узлов – 220 кВ, 113 узлов – 110 кВ, 4 узла – 20 кВ, 1 узел – 15,75 кВ и 3 узла – 10 кВ), 150 ветвей (в том числе 1 линия с номинальным напряжением 750 кВ, 21 линия – 330 кВ, 5 линий – 220 кВ и 124 линии – 110 кВ) и 14 автотрансформаторов связи.

По результатам оптимизационных расчётов был разработан ряд рекомендаций по ведению режимов:

- в зависимости от режима обеспечить соответствующие напряжения на выводах генераторов согласно расчётам оптимизированных режимов (в режимах наименьших нагрузок на некоторых генераторах напряжение должно быть ниже номинального);

- на БУ установить напряжение: 348 кВ для режима наименьших нагрузок, 354 кВ для режима наибольших нагрузок;

- рекомендуется установка средств компенсации реактивной мощности (СКРМ) мощностью 2х30 Мвар на ПС Лида на стороне 10 кВ и СКРМ мощностью 30 Мвар на ПС Сморгонь на стороне 10 кВ;

- для обеспечения допустимых напряжений в сети 110 кВ выставить анцапфы в соответствии с режимом (на некоторых автотрансформаторах анцапфы выставляются одинаковыми для режимов наибольших и наименьших нагрузок);

- для снижения потерь мощности рекомендуется вывод в резерв некоторых системообразующих линий, не влияющих на надёжность электроснабжения потребителей;

- при выводе в ремонт линий требуется контроль режима и при необходимости – его корректировка (изменение анцапф на некоторых автотрансформаторах);

- при выводе в ремонт линии напряжением 220 кВ Дубовый лес – Столбцы запрещается отключение линий напряжением 220 кВ Дубовый лес – Осиповичи и Столбцы – Барановичи. Это связано с тем, что в случае аварийного отключения автотрансформатора связи на ТЭЦ-5, при совмещённом отключении произойдёт погашение потребителей, подключённых к сети напряжением 110 кВ между ТЭЦ-5 и ПС Дубовый лес, а также погашение ПС Дубовый лес с потерей собственных нужд. При отключении линии Столбцы –

Барановичи напряжение в узлах снижаются до значений ниже допустимых диапазонов и могут составлять до 105 кВ;

– вывод в резерв линий ПС Белорусская – Калийная, ПС Белорусская – Микашевичи, ТЭЦ-5 – Борисов, Борисов – ГРЭС-20 не допускается в связи с тем, что: в случае отключения линии Борисов – ГРЭС-20, ТЭЦ-5 – Борисов значительно увеличатся потери мощности вследствие вынужденного перераспределения потоков мощности на ВЛ-110 кВ и ухудшится надёжность электроснабжения района (увеличивается вероятность аварийного отключения ВЛ-110 кВ и объём отключаемой мощности в случае отключения этой ВЛ); отключение линий ПС Белорусская – Калийная, ПС Белорусская – Микашевичи недопустимо по условию обеспечения надёжности электроснабжения потребителей по критерию «n-1». Вывод таких линий в ремонт требует дополнительного согласования с другими ЭС.

Литература

1. Разработать концептуальные основы и эффективные методы и алгоритмы анализа и оптимизации режимов энергосистем по напряжению и реактивной мощности : отчёт о НИР (заключ.)/БГПА; рук. В.Г. Прокопенко; исполн.: В.Г. Прокопенко, А.А. Золотой, Е.А. Заборская. Минск, 1998. – 85 с. - № ГР 19981125
2. Прокопенко В.Г., Фурсанов М.И. Лабораторный практикум по дисциплинам “Оптимизация режимов энергосистем и сетей” и “Оптимизация электроэнергетических систем”. – Минск: БНТУ, 70 с.
3. Оптимизация режимов энергетических систем / Синьков В.М., Богословский А.В., Григоренко В.Г., Калиновский Л.А., Огородников А.А., Мозговая Э.А. Издательское объединение "Вища школа". - 1976, 308 с.
4. Холмский В.Г. Расчёт и оптимизация режимов электрических сетей (специальные вопросы). Учеб. Пособие для вузов. М., «Высш. школа», 1975. – 280 с.
5. Мастерова О.А., Барская А.В. Эксплуатация электроэнергетических систем и сетей: учебное пособие/ О.А. Мастерова, А.В. Барская. – Томск: ТПУ, 2006. – 100 с.
6. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети: Учебник/ Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычёв, - Мн.: УП «Технопринт», 2004. – 720 с.

УДК 621.315

РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ СХЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД АТОМНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ

Кравчук И.А, Малышев С.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Говоря о надежности объектов такого класса, как схемы электроснабжения собственных нужд АЭС, обычно имеют в виду уверенность в том, что при некоторых определенных условиях объект выполнит (или не выполнит) заданные функции с известной вероятностью.

Система собственных нужд атомной электрической станции является очень важной составляющей электроснабжения. К ней предъявляются следующие требования: безотказность (бесперебойность); ремонтпригодность; живучесть; безопасность; устойчивоспособность; режимная управляемость.

Стоит отметить, что собственные нужды АЭС гораздо надежнее, чем каких-либо других станций.

Расчет надежности системы электроснабжения собственных нужд АЭС можно выполнить с помощью программы “REISS”. Алгоритм программы построен на основе метода дерева отказов.

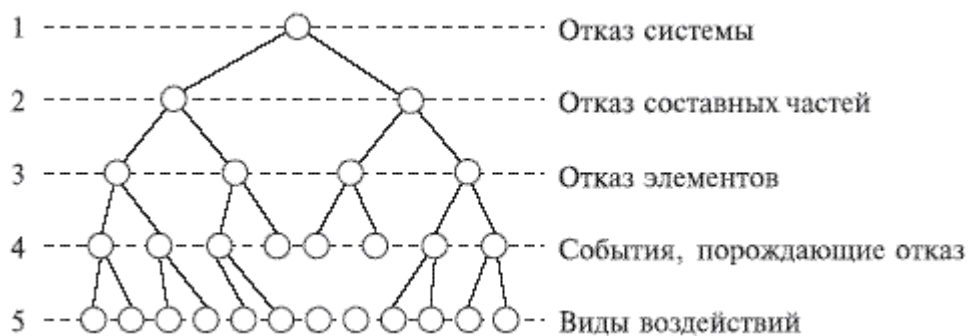


Рисунок 1. Визуализация метода дерева отказов

В программном коде жестко зафиксировано требование – анализируемая схема должна иметь радиальную структура построения, при которой в любом установившемся режиме ее функционирования передача мощности к любому потребителю осуществляется лишь по единственно возможной цепи.

Программа позволяет вычислить частоту и длительности перерывов электроснабжения одновременно произвольного количества, входящих в систему электроснабжения потребителей, а также коэффициента неготовности данных потребителей в отношении такого события.

Реализованная в программа модель анализа структурной надежности позволяет вычислять частоты λ и длительность T погашений потребителей в нормально режиме и в режимах аварийного простоя оборудования систем резервного и рабочего электроснабжения с учетом повреждений оборудования, возможности отказов в срабатывании устройств релейной защиты (РЗ) и коммутационной аппаратуры (КА) при отключении коротких замыканий, а также отказов в переключении на резервное электроснабжение из-за отказов в срабатывании автоматики, автоматического ввода резерва (АВР) и коммутационных аппаратов (КА) вводов рабочего и резервного питания.

Значения λ и T в общем виде определяются по выражениям

$$\lambda = \sum_{k=1} \lambda(k); \quad (1)$$

$$T = \frac{1}{\lambda} \sum_k T(k) \lambda(k), \quad (2)$$

где $\lambda(k)$, $T(k)$ – частота и длительность смоделированных аварий k -го вида, приводящих к расчетному погашению,

$$\lambda(k) = q(k, j) \lambda(k, m) \prod_s Q(k, s); \quad (3)$$

$$T(k) = q(k, j) \lambda(k, m) \left\{ \frac{t(k, j)}{2}; t(k, m); t_{\text{оп}} \right\} \prod_s Q(k, s); \quad (4)$$

$q(k, j)$ – относительная длительность ремонтного простоя j -го элемента, о.е.; $\lambda(k, m)$ – частота повреждения m -ого элемента схемы, 1/год; $t(k, m)$ – длительность послеаварийного восстановления m -го и j -го элементов схемы, ч; $t_{\text{оп}}$ – время оперативных переключений, ч; $Q(k, s)$ – вероятность отказа в срабатывании s -го устройства РЗ, КА или АВР.

Коэффициент неготовности потребителей $k_{\text{н}}$ вычисляется по формуле:

$$k_{\text{н}} = \frac{T \lambda}{8760}, \quad (5)$$

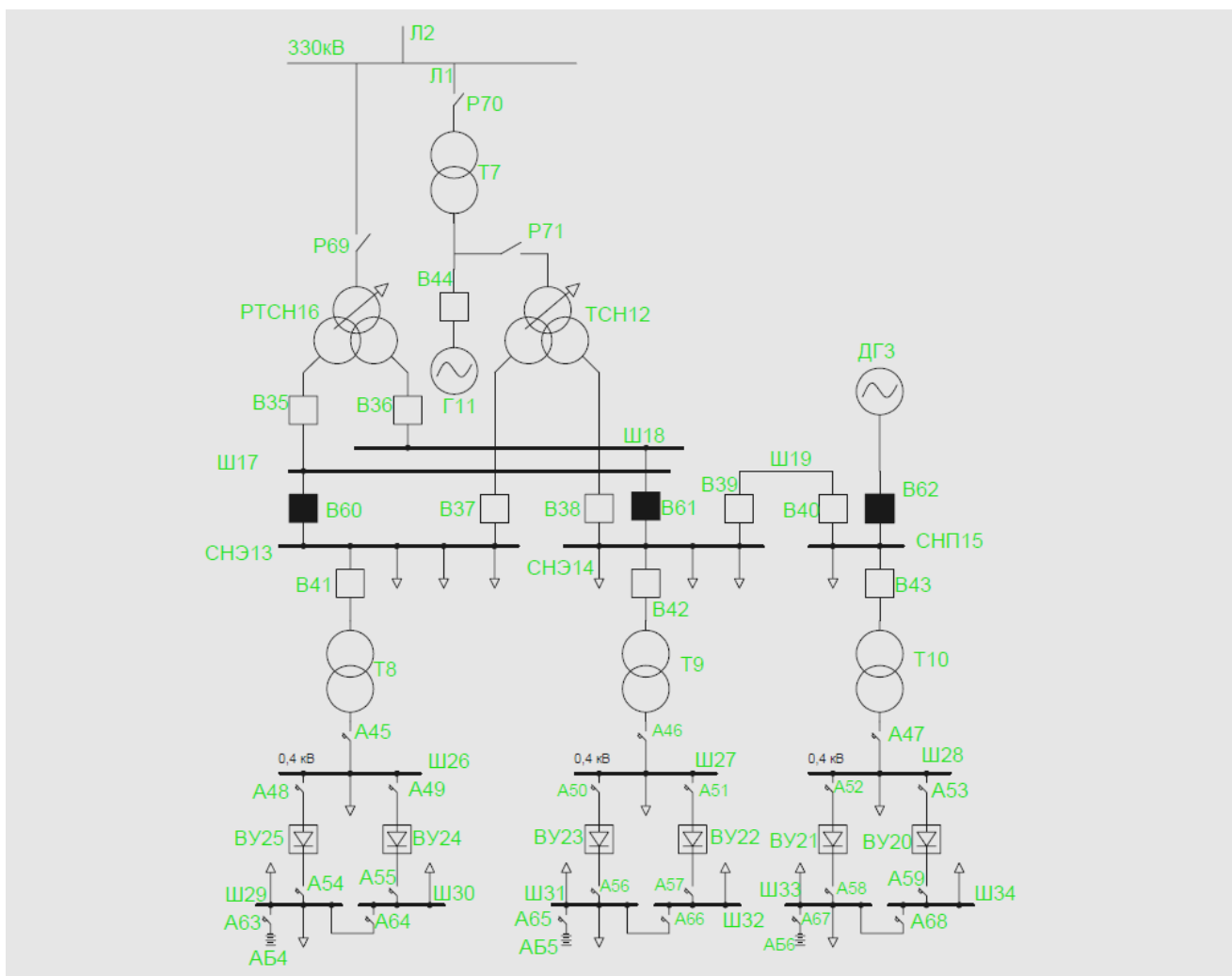


Рисунок 2 – Расчетная схема с нумерацией ветвей и узлов

Таблица 1 – Показатели надежности элементов собственных нужд электростанции.

Элемент	Частота отказа λ , 1/год	Время послеаварийного восстановления $T_{в}$, ч	Частота планового ремонта $\lambda_{рем}$, 1/год	Длительность планового ремонта $T_{рем}$, ч
Блочный турбогенератор	0.84	136.0	1.0	880.0
Трансформатор 330кВ	0.04	45.0	0.500	9.5
Сборные шины 6кВ	0.09	2.0	0.498	15.0
Линия электропередачи 330кВ на 1 км	0.09	2.0	0.498	15.0
Дизель-генератор 6кВ	0.015	8.0	0.000	0.0
Рабочий трансформатор СН	0.08	60.0	0.250	6.0
Резервный трансформатор СН	0.04	45.0	0.500	9.5
Вакуумный выключатель 6кВ	0.015	10.0	0.200	10.0
Генераторный выключатель	0.09	10.0	0.166	10.0

Таблица 2 - Результаты расчета надежности электроснабжения собственных нужд АЭС

Погашение секций	Суммарная частота события $\lambda_{сум}$, 1/год	Средняя продолжительность отключения T , ч	Коэффициент неготовности, о.е.
Одна секция шин (номера элементов 13)	0.2231	12,0	$0.3055 \cdot 10^{-3}$
Одна секция шин (номера элементов 14)	0.2383	11,26	$0.3063 \cdot 10^{-3}$
Одна секция шин (номера элементов 15)	0.1242	1,589	$0.2252 \cdot 10^{-4}$
Две секции шин (номера элементов 13,14)	0.1183	22,24	$0.3003 \cdot 10^{-3}$
Две секции шин (номера элементов 14,15)	$0.3058 \cdot 10^{-2}$	0,5629	$0.1965 \cdot 10^{-6}$
Две секции шин (номера элементов 13,15)	$0.1553 \cdot 10^{-2}$	0,8845	$0.1568 \cdot 10^{-6}$
Три секции шин (номера элементов 13,14,15)	$0.155 \cdot 10^{-2}$	0,890	$0.1576 \cdot 10^{-6}$

В результаты расчета было выявлено, что секция шин номер 13 в среднем может погаснуть 1 раз в 4 с половиной года, номер 14 - раз в 4 года, 15 – раз в 8 лет. Одновременно 2 шины (13,14) могут потерять питание раз в 8 лет, шины (14,15) раз в 327 лет, две секции шин (13,15) – раз в 643 года. Для трех шин (13, 14, 15) - событие происходит не чаще, чем 1 раз в 645 лет. Данные значения говорят о высокой надежности схемы и практической невозможности потери электроснабжения собственных нужд.

Выводы

1. Выполнен расчет показателей надежности схемы электроснабжения собственных нужд атомной электростанции.
2. Определено время продолжительности отсутствия питания на шинах собственных нужд.

Литература

1. Гук, Ю.Б. Устройство, проектирование и эксплуатация схем электроснабжения собственных нужд АЭС/ Ю. Б. Гук, В. М. Кобжув, А. К. Черновец. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 296 с.
2. Старжинский А.Л. Определение надежности схем электроснабжения собственных нужд атомной электрической станции. Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ. 2015;(3):34-31.
3. Фельдман, М.Л. Особенности электрической части атомных электростанций / М.Л. Фельдман, А.К. Черновец. – Л.: Энергоатомиздат, 1983. – 172 с.

УДК 621.311

СРАВНЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЁЖНОСТИ «МОСТИКОВОЙ» СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ С ПРИ ЗАМЕНЕ КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ

Ёч Э.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Для обеспечения надёжности электроснабжения при проектировании и эксплуатации энергосистем и электрических сетей необходимо производить расчёт надёжности, который включает в себя расчёт вероятности отказов элементов схемы, времени простоя оборудования. Для расчёта надёжности в этой работе используется программа «ТОPAS».

Моделирование, анализ множества состояний схемы и расчёт показателей надёжности осуществляются в соответствии с учётом характеристик повреждаемости, ремонтпригодности, профилактики основного электрического оборудования и возможности отказов в срабатывании устройств релейной защиты и автоматики (РЗ и А).

Эффективный способ описания схем электрических соединений ЭС достигается при использовании коммутационного графа, ветвями которого являются коммутационные аппараты (КА) различных типов, а узлами – остальные связываемые им элементы схемы. Гибким и эффективным подходом при моделировании надёжности схем электрических соединений ЭС является логико-цифровой компьютерный анализ, позволяющий производить описание схем с использованием наиболее экономичных матриц, обеспечивающих минимальную трудоёмкость подготовки исходных данных на этапе выполнения расчётов. Одной из таких матриц является матрица границ ветвей [В], для составления которой осуществляется последовательная нумерация элементов графа и последующая запись узлов, связываемых каждой его ветвью. Таким образом, являясь максимально заполненной, матрица [В] имеет размерность $[N, 2]$, где N – число ветвей графа.

В соответствии с намеченными расчётными множествами аварийных состояний схемы рассматриваются конкретные пути их возможной реализации в j -м режиме работы (нормальном, плановом или аварийном ремонте) при повреждениях её i -го оборудования с последующей нормальной локализацией аварии и при отказах в срабатывании устройств РЗ и А, КА, а также при переходе к его аварийному восстановлению после проведения оперативных переключений персоналом станции.

Для расчёта надёжности используются следующие показатели:

- частота отказов;
- время послеаварийного восстановления;
- частота планового ремонта;
- длительность планового ремонта;
- вероятность отказов в срабатывании при отключении КЗ (для выключателей);
- вероятность отказов в срабатывании РЗ при возникновении КЗ.

Вычисление логических показателей надёжности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) $C(k)$, приводящих к отказу её функционирования k -го вида:

$$C(k) = \sum_i \sum_j \sum_s L(k), \quad (1)$$

где $L(k)$ – логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

Вычисление частот отказов функционирования k -го вида $\lambda(k)$ и длительностей аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществляется по выражениям:

$$\lambda(k) = \sum_i \sum_j q(j) \lambda(i) Q\left(\frac{s}{i}\right) L(k), \quad (2)$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_i \sum_j q(j) \lambda(i) \min \left\{ \frac{t(j)}{2}; t(i); t_{o.п.} \right\} Q \left(\frac{s}{i} \right) L(k), \quad (3)$$

где $q(j)$ – относительная длительность j -го ремонтного режима (о.е);

$\lambda(i)$ – частота повреждения i -го элемента схемы (1/год);

$t(i)$ – длительность послеаварийного восстановления i -го элемента схемы (ч);

$t(j)$ – длительность j -го ремонтного режима работы схемы (ч);

$t_{o.п.}$ – время оперативных переключений (ч);

$Q \left(\frac{s}{i} \right)$ – вероятность срабатывания s -го устройства РЗ или КА.

В данной работе был выполнен расчёт надёжности «мостиковой» подстанции 110 кВ [1], для варианта, когда на стороне 110 кВ установлены маломасляные выключатели, отделители и короткозамыкатели, а также для варианта, когда на стороне 110 кВ установлены элегазовые выключатели. Схемы данных вариантов приведены на рис. 1.

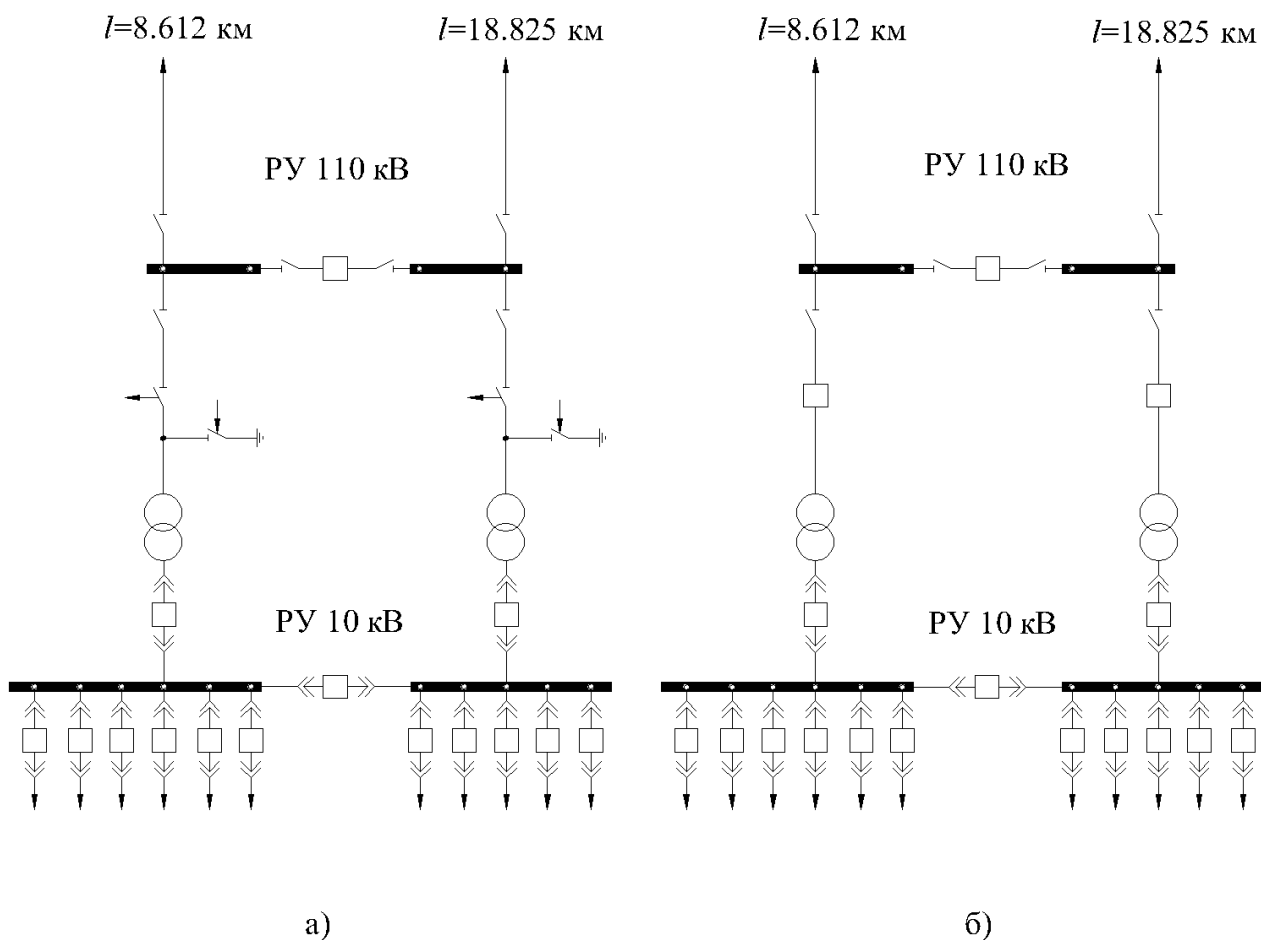


Рисунок. 1 – Структурная схема «мостиковой» подстанции: а) на 110 кВ установлены маломасляные выключатели, отделители и короткозамыкатели; б) на стороне 110 кВ установлены элегазовые выключатели

Чтобы рассчитать надёжность рассматриваемых схем необходимо задать показатели надёжности каждого элемента рассматриваемых схем (берутся из справочных данных [2]). Для определения частот отказов и времени восстановления будем считать, что в плановый ремонт будет уходить один из выключателей на стороне 110 кВ, а в аварийный ремонт рассмотрим случай поломки одного, двух и трёх выключателей одновременно на стороне 110 кВ. Показатели надёжности элементов для схем рис. 1. а) и б) приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели надёжности элементов схемы рис. 1

Элементы схемы	Частота отказа, 1/год	Время п-авариного восст., ч	Частота план. ремонта, 1/год	Длитель. план-го рем-та, ч	Вероятн. отказа при откл. КЗ, о.е.	Вероятн. отказа в срабат. РЗ, о.е.
ЛЭП 110 кВ (на 100 км)	0,7	12,3	1,4	15,5	-	0,001
Тр-р 110 кВ	0,015	55,0	0,250	28,0	-	0,001
СШ 110 кВ (на одно присоединение)	0,016	5,0	0,166	4,0	-	0,001
СШ 10 кВ (на одно присоединение)	0,030	7,0	0,166	5,0	-	0,001
Маломасл. выкл. 110 кВ	0,063	21,0	0,140	29,8	0,010	-
Отдел. и короткозам. 110 кВ	0,013	7,0	0,330	8,5	0,020	-
Элегаз выкл. 110 кВ	0,005	25,0	0,130	25,0	0,003	-
Маломасл. выкл. 10 кВ	0,0720	6,0	0,140	8,5	0,006	-

Для анализа результатов расчётов надёжности рассмотрим несколько вариантов: отказ одного трансформатора, одной линии, двух трансформаторов и двух линии, одного трансформатора и одной линии. Сведём данные расчетов в таблицу 2.

Таблица. 1 – Результаты расчёта надёжности при различных применяемых КА

Код аварии	Схема подстанции с КА	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восст., ч	Коэф. неготовности
1Т	С отделителями и короткозамыкателями	0,592	6,32	$4,271 \cdot 10^{-4}$
	С элегазовыми выключателями	0,591	6,33	$4,271 \cdot 10^{-4}$
1Т 1Л	С отделителями и короткозамыкателями	0,142	1,01	$1,637 \cdot 10^{-5}$
	С элегазовыми выключателями	$0,897 \cdot 10^{-1}$	1,02	$1,045 \cdot 10^{-5}$
2Т 2Л	С отделителями и короткозамыкателями	$0,357 \cdot 10^{-2}$	1,82	$7,417 \cdot 10^{-7}$
	С элегазовыми выключателями	$0,459 \cdot 10^{-2}$	1,28	$6,707 \cdot 10^{-7}$
1Л	С отделителями и короткозамыкателями	0,314	10,04	$3,599 \cdot 10^{-4}$
	С элегазовыми выключателями	0,299	10,52	$3,591 \cdot 10^{-4}$

Как видно из результатов расчётов при отключении одного трансформатора показатели надёжности при применении отделителей-короткозамыкателей и элегазовых выключателей, практически не отличаются, но для оставшихся случаев, элегазовые выключатели значительно надёжнее чем отделители-короткозамыкатели. Поэтому по критерию надёжности энергоснабжения предпочтительно применять элегазовые выключатели вместо отделителей-короткозамыкателей.

Литература

1. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.2003 г. № 288.
2. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии. / Под общ. ред. профессоров МЭИ В. Г. Герасимова и др. (гл. редактор Попов). – 9-е изд. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

УДК 621.311

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ РЕГУЛИРУЮЩИХ И КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Пинчук Ю.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.

Сложнозамкнутая сеть имеет номинальные напряжения 330, 220, 110, 35 кВ. Протяженность линии 330 кВ составляет 100 км, 8 линий 220 кВ – 376 км, 14 линий 110 кВ – 387 км, 9 линий 35 кВ – 90 км. Суммарная протяженность линий составляет 953 км. В сети имеется 6 автотрансформаторов: 2хАТДЦТН-200000/330, 2хАТДЦТН-240000/330, 2хАТДЦТН-125000/220 на 330 и 220 кВ соответственно. Суммарная мощность автотрансформаторов 1130 МВ·А, 8 трехобмоточных трансформаторов: 2хТДТН -25000/110, 2хТДТН-25000/220, 2хТДТН-40000/110, 2хТДТН -25000/110, суммарной мощностью 230 МВ·А. Также в схеме имеется 36 двухобмоточных трансформаторов, суммарной мощностью 869,2 МВ·А. Суммарная мощность трансформаторов составляет 2229,2 МВ·А. Суммарная активная мощность нагрузки составляет $P_n=655$ МВт. Суммарная реактивная мощность нагрузки составляет $Q_n=261$ Мвар. В двух узлах есть генерирующие источники, мощность которых составляет: $P_g=100$ МВт и диапазон регулирования реактивной мощности $Q_g=0 \div 100$ Мвар.

Расчеты режимов осуществлялись с помощью программы RastrWin. Для оптимизации режима проводились следующие мероприятия: поиск оптимальных мест размыкания сети, регулирование реактивной мощности генераторов, выбор оптимальных ответвлений и коэффициентов трансформации автотрансформаторов и установка компенсирующих устройств. Оптимизация проводилась на основе 2 методов: покоординатного спуска и с помощью пошагового метода с анализом предыстории.

Оптимизация проводилась по критерию минимума потерь активной мощности в сети. При этом напряжения в узлах не должны были превышать предельно допустимые значения: +15% для сети, номинальным напряжением 35 кВ, 110 кВ, 220 кВ и +10 % – для 330 кВ. В таблице 1 представим результаты расчета различными методами и сравним потери мощности.

Таблица 1. – Результаты расчета

№ п/п	Мероприятия оптимизации	Потери мощности, МВт	
		Метод оптимизации	
		Покоординатного спуска	Пошаговый с анализом предыстории
	Исходный режим	19,82	
1	Определение мест размыкания	19,74	
2	Регулирование Q_g	19,33	19,3
3	Определение K_t	15,63	15,88
4	Установка КУ	14,91	

В результате расчета были разомкнуты линии 5-6 и 27-28; мощности генераторов приняты $Q_{ген1}=50$ Мвар и $Q_{ген2}=80$ Мвар; установлены компенсирующие устройства в узлах 201, 301, 501, 2101, 2201, 2301, 2401, 2501, 2701, 3101, суммарной мощностью $Q_{ку}=20$ Мвар.

Также была проведена оптимизация режима, при которой менялась очередность проведения мероприятий: первоначально устанавливались компенсирующие устройства, затем менялись коэффициенты трансформации. Результаты такого расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2.– Результаты расчета при изменении очередности проводимых мероприятий

№ п/п	Мероприятия оптимизации	Потери мощности, МВт	
		Метод оптимизации	
		По координатного спуска	С учетом предыстории
	Исходный режим	19,82	
1	Определение мест размыкания	19,74	
2	Регулирование Q _г	19,33	19,3
3	Установка КУ	18,25	
4	Определение K _т	14,61	14,76

В результате расчета были установлены компенсирующие устройства в узлах 201, 301, 501, 2101, 2201, 2301, 2401, 2501, 2701, 3101, суммарной мощностью Q_{ку}=21 Мвар.

На основании анализа данных таблиц 1 и 2 можно сделать следующие выводы:

1. Все рассмотренные мероприятия оказались весьма эффективными и суммарные потери мощности в схеме сети снизились на 5,21 МВт.
2. На снижение потерь мощности оказывает влияние очередность проводимых мероприятий по снижению потерь мощности.

Литература

1. Передача и распределение электрической энергии: Учебное пособие/А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-н/Д:Феникс; Красноярск: Издательские проекты, 2006. – 720.(Серия «Высшее образование»).
2. Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети: Учебник / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев – Мн.: УП «Технопринт», 2004.– 720 с.
3. Федин В.Т. Основы проектирования энергосистем: учебное пособие для студентов энергетических специальностей: в 2 ч. / В.Т. Федин, М.И. Фурсанов. – Минск: БНТУ, 2010. – Ч. 1. – 322 с.

УДК 621.321

РАСЧЕТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ КУРСКОЙ АЭС

Гурков В.В., Романович Д.Г.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Электроэнергетические системы являются динамическими системами сложного типа, состоящими из большого числа составляющих элементов (генераторы, трансформаторы, линии электропередачи, коммутационные аппараты и др.). При этом сложность системы определяется не только числом элементов, но главным образом наличием связей между ними. Для ЭЭС сложность определяется тем, что все ее элементы функционально связаны единством процесса производства, распределения и потребления электрической энергии.

Для расчёта надёжности в этой работе используется программа «TOPAS». Пакет

прикладных программ «TOPAS» позволяет проводить анализ надежности главных схем электрических соединений, включающих в себя распределительные устройства любого класса напряжения, генераторные присоединения, высоковольтные линии электропередачи, присоединения резервных трансформаторов собственных нужд и трансформаторы связи между ними. Пакет данных программ предназначен для вычисления частот и длительностей возможных аварийных режимов схемы, сопровождающихся отключением от сети генераторов, воздушных линий, трансформаторов связи, определения снижения генерируемой в систему мощности и соответствующего недоотпуска электрической энергии с учетом имеющегося в системе резерва.

Для расчёта надёжности станции используются такие показатели как:

- частоты отказов;
- длительность послеаварийного восстановления;
- частоты плановых ремонтов;
- длительность плановых ремонтов;
- вероятности отказа в срабатывании основных комплектов релейных защит при возникновении КЗ;
- вероятности отказа в срабатывании при отключении КЗ (только для выключателей).

В данной работе мы рассмотрим расчет надежности, через программу TOPAS, главной схемы Курской АЭС.

Прежде чем начать расчет мы составили расчетную схему.

При составлении схем мы соблюдали два правила:

1 в схему вводятся только нормально включенные коммутирующие аппараты.

2 в схему обязательно вводятся нормально включенные разъединители, коммутирующие трансформаторы связи и блочные трансформаторы.

Также при построении схемы мы учитывали правильную нумерацию ее элементов, начиная с единицы в следующем порядке:

- 1 генераторы (Г)
- 2 ЛЭП (Л)
- 3 РТСН (Н)
- 4 автотрансформаторы, трансформаторы связи (С)
- 5 блочные трансформаторы (Т)
- 6 сборные шины и ошиновка (Ш)
- 7 выключатели (В)
- 8 разъединители (Р)

Расчетную схему покажем на рисунке 1.

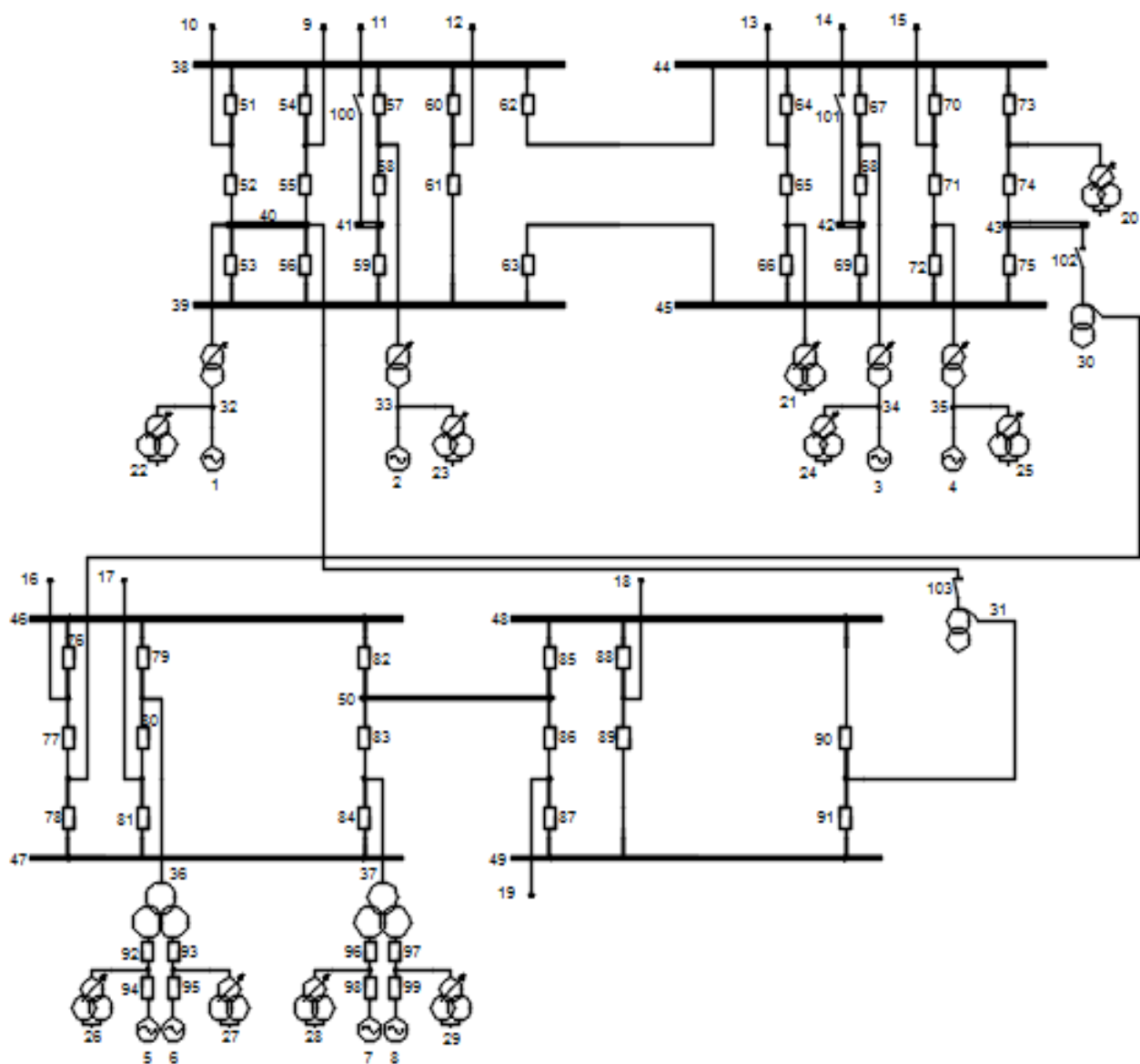


Рисунок 1. Расчетная схема курской АЭС

Таблица 1-Исходные данные вводимые в программу по элементам сети при пессимистической оценке

Элементы схемы и их нумерация на расчетной схеме	Частота отказа 1/год	Время п-авар. вост., ч	Частота план-го ремонта, 1/год	Длительность планового ремонта, ч	Вероятность отказа при откл КЗ, о.е	Вероятность отказа в срабатывании РЗ, о.е
Генераторы мощностью 500Мвт (1-8)	0,84	136	1	880	-	0,001
ЛЭП(металл) напряжением 330кВ и протяженностью 150 км (9-15)	0,75	10,8	4	77,8	-	0,001

ЛЭП(металл) напряжением 750кВ и протяженностью 300 км(16-19)	0,6	20,7	0,5	105,1	-	0,001
Трансформатор ы собственных нужд 110кВ мощностью более 80МВт (22-29)	0,014	76	0,75	28	-	0,001
Трансформатор ы собственных нужд 330 кВ мощностью более 80МВт (20-21)	0,041	74	1	30	-	0,001
Автотрансформа торсвязи(30-31)	0,15	350	2	80	-	0,001
Блочные трансформаторы (32-35)	0,1	300	1,5	60	-	0,001
Блочные трансформаторы (36-37)	0,15	350	2	80	-	0,001
Сборные шины, ошиновка на напряжения 330кВ (38-45)	0,013	5	0,996	18	-	0,001
Сборные шины, ошиновка на напряжения 750кВ (46-50)	0,01	6	0,996	30	-	0,001
Элегазовый выключатель напряжением 330кВ(51-75)	0,015	36,8	0,08	200	0,006	-
Элегазовый выключатель напряжением 750кВ(76-99)	0,017	36,8	0,08	200	0,002	-

Таблица 2-Результат анализа надежности

Код аварии	Суммарная частота, 1/год(λ)	Среднее время восстановления,ч(Т)	Коэффициент неготовности(K_H)
8Г 10Л 5Н	0,000342	9,76	0,000000381
6Г 3Л 6Н	0,0000168	1	0,000000001
4Г 1Л 5Н	0,0201	1	0,0000023

Коэффициент неготовности - вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение объекта по назначению не предусматривается.

Коэффициент неготовности при коде аварии 6Г 3Л 6Н меньше в 381 раз коэффициент неготовности при коде аварии 8Г 10Л 5Н и меньше в 2300 раз чем при коде аварии 4Г 1Л 5Н. По полученным результатам можно сделать вывод, что система обладает достаточной надежностью. Так как у нас на АЭС использовалась полуторная схема (три выключателя на два присоединения), то можно сделать вывод, что полуторная схема обладает достаточным запасом надежности.

Литература

1. Черновец, А.К. Элементы САПР электрической части АЭС на персональных компьютерах / А.К. Черновец – Спб.: Санкт-Петербург.гос.уп-т,1992.-89с.

УДК 621.321

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ТРЕТЬЕЙ ГРУППЫ АТОМНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ

Кулыгин Д. С., Хилевич Р. А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А. Л.

Потребители собственных нужд (с. н.) атомной электрической станции (АЭС), не предъявляющие повышенных требований к надежности электроснабжения, получают питание от трансформаторов собственных нужд (ТСН), присоединенных отпайкой к энергоблокам генератор – трансформатор.

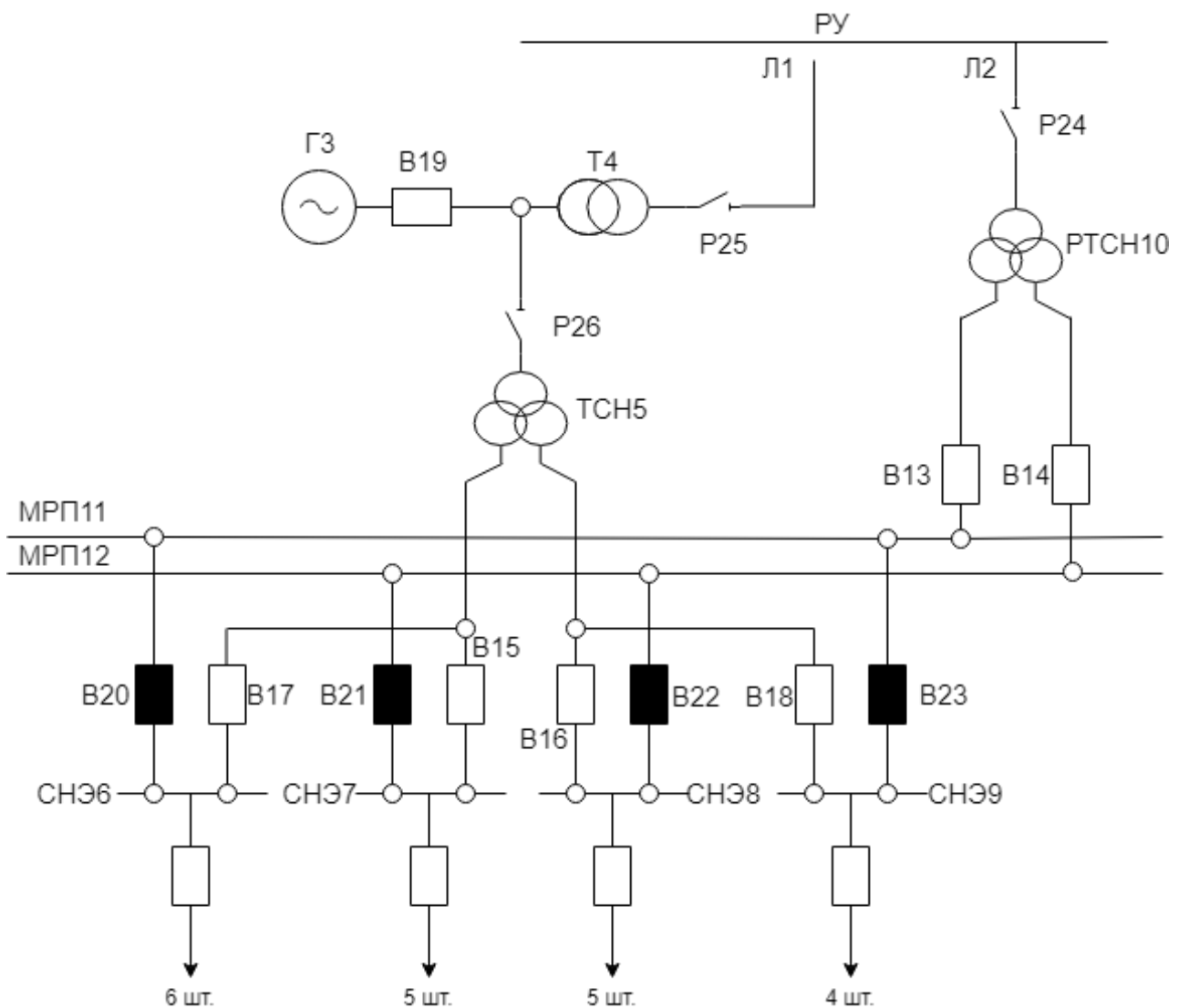


Рисунок 4 - Схема электроснабжения потребителей с. н. третьей группы одного блока АЭС с реакторами ВВЭР или РБМК

Список условных сокращений на схеме:

Л – линия; Г – генератор; Т – блочный трансформатор, СНЭ – секция нормальной эксплуатации; В – выключатель; Р – разъединитель, ТСН – трансформатор с.н.; МРП – магистраль резервного питания, РТСН – резервный трансформатор с. н., РУ – распределительное устройство.

На рисунке 1 показана схема электроснабжения потребителей с. н. третьей группы одного блока АЭС с ректорами ВВЭР или РБМК. Число секций 6 кВ нормально

эксплуатации – четыре (СНЭ6, СНЭ7, СНЭ8, СНЭ9). К ним присоединяются электродвигатели, конденсатные и циркуляционные насосы турбин, дренажные насосы, насосы технической воды неответственных потребителей, а также трансформаторы 6/0,4 кВ.

Каждая рабочая секция имеет ввод от резервной магистрали 6 кВ (МРП11, МРП12). Резервный трансформатор собственных нужд (РТСН10) присоединяется к сборным шинам распределительного устройства низшего из повышенных напряжений.

О надежности системы электроснабжения с.н. АЭС можно судить по тому, как система ведет себя при одновременном погашении одной, двух или трех секций надежного питания. При этом считается возможным проведение ремонтных работ на оборудовании открытого распределительного устройства высшего напряжения.

Проведем анализ структурной надежности систем электроснабжения потребителей СН, включающих в себя источники рабочего и резервного электроснабжения, передающие элементы, коммутационные аппараты и отдельных потребителей. Схема имеет радиальную структуру построения, при которой в любом установившемся режиме ее функционирования передача мощности к любому потребителю осуществляется лишь по единственно возможной цепи. При помощи программы REISS вычислим частоты и длительности перерывов электроснабжения одновременно произвольного количества потребителей, а также коэффициента неготовности данных потребителей в отношении такого события.

Значения λ и T в общем виде определяются по выражениям:

$$\lambda = \sum_{k=1} \lambda(k); \quad (1)$$

$$T = \frac{1}{\lambda} \sum_k T(k) \lambda(k); \quad (2)$$

где $\lambda(k)$, $T(k)$ – частота и длительность смоделированных аварий k -го вида, приводящих к расчетному погашению,

$$\lambda(k) = q(k, j) \lambda(k, m) \prod_s Q(k, s); \quad (3)$$

$$T(k) = q(k, j) \lambda(k, m) \min \left\{ \frac{t(k, j)}{2}; t(k, j); t_{on} \right\} \prod_s Q(k, s); \quad (4)$$

$q(k, j)$ – относительная длительность ремонтного простоя j -го элемента, о. е.; $\lambda(k, m)$ – частота повреждения m -го элемента схемы, 1/год; t_{on} – время оперативных переключений, ч; $Q(k, s)$ – вероятность отказа в срабатывании s -го устройства релейной защиты, коммутационных аппаратов или автоматического ввода резерва; $t(k, m)$, $t(k, j)$ – длительность послеаварийного восстановления m -го и j -го элементов схемы, ч.

Коэффициент неготовности потребителей k_H вычислим по формуле:

$$k_H = \frac{T \lambda}{8760} \quad (5)$$

Для расчета с использованием программы REISS необходимо пронумеровать все элементы схемы в строго определенном заранее порядке. Составляем матрицу связности: каждому коммутационному аппарату задается номер подходящих к нему узлов.

Исходные данные отражены в таблице 1.

Таблица 1 – Показатели надежности элементов собственных нужд электростанции

Элемент	Частота отказа λ , 1/год	Время послеаварийного восстановления $T_{в}$, ч	Частота планового ремонта $\lambda_{рем}$, 1/год	Длительность планового ремонта $T_{рем}$, ч
Линия	0,020	1,2	0,200	10
Генератор	0,550	91	1,000	540
Блочный трансформатор	0,008	60	0,250	6
Трансформатор с.н.	0,005	40	0,250	7,5
Сборные шины	0,090	2	0,498	15
Резервный трансформатор с.н.	0,008	60	0,250	6
Кабельная линия	0,005	4,4	1,000	2
Выключатель	0,010	10	0,200	10
Разъединитель	0,010	1,8	0,166	1,8

Результаты расчета сведены в таблицу 2.

Таблица 2. Результаты расчета схемы собственных нужд АЭС

Погашение секций	Суммарная частота события $\lambda_{сум}$, 1/год	Средняя продолжительность отключения T , ч	Коэффициент неготовности, о. е.
Одна секция шин (СНЭ6)	0,1016	1,829	$0,2122 \cdot 10^{-4}$
Две секции шин (СНЭ6, СНЭ7)	$0,5112 \cdot 10^{-3}$	0,5399	$0,3150 \cdot 10^{-7}$
Три секции шин (СНЭ6, СНЭ7, СНЭ8)	$0,1823 \cdot 10^{-3}$	0,6118	$0,1274 \cdot 10^{-7}$

Проанализировав результаты видим, что погашение одной секции шин возможно раз в 10 лет, что является довольно маловероятным событием. Вероятности погашения двух и трех секций шин ничтожно малы, поэтому можем считать, что они крайне маловероятно. Отсюда следует, что они могут не приниматься во внимание.

Выводы:

1. Выполнен расчет показателей надежности схемы электроснабжения собственных нужд третьей группы одного блока АЭС с реакторами ВВЭР или РБМК.
2. Опираясь на результаты расчета установлено, что вероятность полного погашения собственных нужд ничтожна мала. Это говорит о высокой надежности данной схемы собственных нужд третьего категории атомной электрической станции.

Литература

1. Гук, Ю. Б. Устройство, проектирование и эксплуатация схем электроснабжения собственных нужд АЭС / Ю. Б. Гук, В. М. Кобжув, А. К. Черновец. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 296 с.
2. Электрическая часть электростанций: учеб. для вузов / под ред. С. В. Усова. – 2-е изд. – Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1987. – 616 с.

3. Черновец, А. К. Элементы САПР электрической части АЭС на персональных компьютерах / А. К. Черновец. – СПб.: Санкт-Петербург. гос. ун-т, 1992. – 89 с.
4. Электротехнический справочник: в 4 т. / под общ. ред. В. Г. Герасимова [и др.]. – 9-е изд. – М.: МЭИ, 2003. – Т. 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. – 2004. – 964 с.
5. Короткевич М. А. Анализ структурной надежности схем выдачи мощности от атомных электростанций / М. А. Короткевич // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Вып. 64: Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. – С. 67–71.

УДК 621.315

РАСЧЁТ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СХЕМЫ БАЛАКОВСКОЙ АТОМНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ

Денисевич Т. А., Шелест М. В.

Научный руководитель – к. т. н., доцент Старжинский А. Л.

Электрическая часть атомной станции состоит из атомного реактора, теплотехнического оборудования. К АЭС предъявляются повышенные требования к надежности работы оборудования, контролю и поддержанию санитарных норм, а также к безопасности обслуживания.

АЭС плохо маневренны и мало приспособлены к переменным режимам. Их наиболее предпочтительно эксплуатировать в базовой части графика нагрузки. Резко переменные режимы АЭС негативно сказываются на состоянии оборудования.

Проведем исследование надежности схемы АЭС с помощью программы “ТОPAS”.

Пакет прикладных программ “ТОPAS” позволяет проводить анализ надежности главных схем электрических соединений, включающих в себя распределительные устройства любого класса напряжения, генераторные присоединения, высоковольтные линии электропередачи, присоединения резервных трансформаторов собственных нужд и трансформаторы связи между ними.

Данная программа предназначена для вычисления частот и длительностей возможных аварийных режимов схемы, сопровождающимся отключением от сети генераторов, воздушных линий, трансформаторов связей и др.

Функциональная модель расчета установившихся режимов генерации мощности учитывает пропускные способности трансформаторов и автотрансформаторов, воздушных линий связи с системой (по критерию запаса статической устойчивости работы генераторов).

Вычисление логических показателей надежности главной схемы осуществляется на основе определения количества комбинаций событий (конъюнкций) $C(k)$, приводящих к отказу ее функционирования k -го вида:

$$C(k) = \sum_i \sum_j \sum_s L(i, j, s, k); \quad (1)$$

где $L(i, j, s, k)$ - логическая функция, принимающая значение 0 или 1.

Вычисление частот отказов функционирования k -го вида $\lambda(k)$ и длительности аварийного восстановления $T(k)$ в общем случае осуществляется по выражениям:

$$\lambda(k) = \sum_i \sum_j q(j) \lambda(i) Q\left(\frac{s}{i}\right) L(k); \quad (2)$$

$$T(k) = \frac{1}{\lambda(k)} \sum_i \sum_j q(i) \lambda(i) \min \left\{ \frac{t(j)}{2}; t(i); t_{оп} \right\} Q\left(\frac{s}{i}\right) L(k); \quad (3)$$

где $q(j)$ — относительная длительность j -го ремонтного режима, о.е;

$X(i)$ - частота повреждения i -го элементы схемы; 1, год;

$t(i)$ - длительность послеаварийного восстановления i -го элемента схемы, ч;

$t(j)$ - длительность j -го ремонтного режима работы схемы; $t_{оп}$ - время оперативных переключений, ч;

$Q(s/i)$ - вероятность отказа в срабатывании релейной защиты или коммутационного аппарата.

Коэффициент неготовности потребителей K_n вычисляется по выражению:

$$K_n = \frac{T \lambda}{8760} \quad (4)$$

где T – среднее время восстановления ч;

λ – суммарная частота событий 1/год.

Приведем пример расчёта надёжности главной электрической схемы АЭС мощностью 4000 МВт (рисунок 1.) в программе “ТОPAS”.

Схема ОРУ 500 кВ выполнена по схеме “4/3” (четыре выключателя на три присоединения). ОРУ 220 кВ выполнено по схеме две системы сборных шин с обходной.

На станции установлено четыре блока с реакторами ВВЭР – 1000 и турбогенераторами ТВВ – 1000 – 4УЗ. Структурная схема блока включает в себя: генератор, генераторный выключатель нагрузки, два рабочих трансформатора собственных нужд и два блочных трансформатора мощностью 630 МВ·А.

К распределительному устройству 500 кВ присоединены 5 линий, три блочных трансформатора и один двухобмоточный трансформатора связи.

Распределительное устройство 220 кВ имеет двойную секцию шин с обходной, к которой присоединены 4 линии, 2 блока резервных трансформаторов собственных нужд, один двухобмоточный трансформатора связи и два блочных трансформатора.

Линии, отходящие от ОРУ 220 кВ имеют длину 150 км, линии от ОРУ 500 кВ имеют длину 300км.

Показатели надёжности и исходные данные приведены в таблицах 1 – 2.

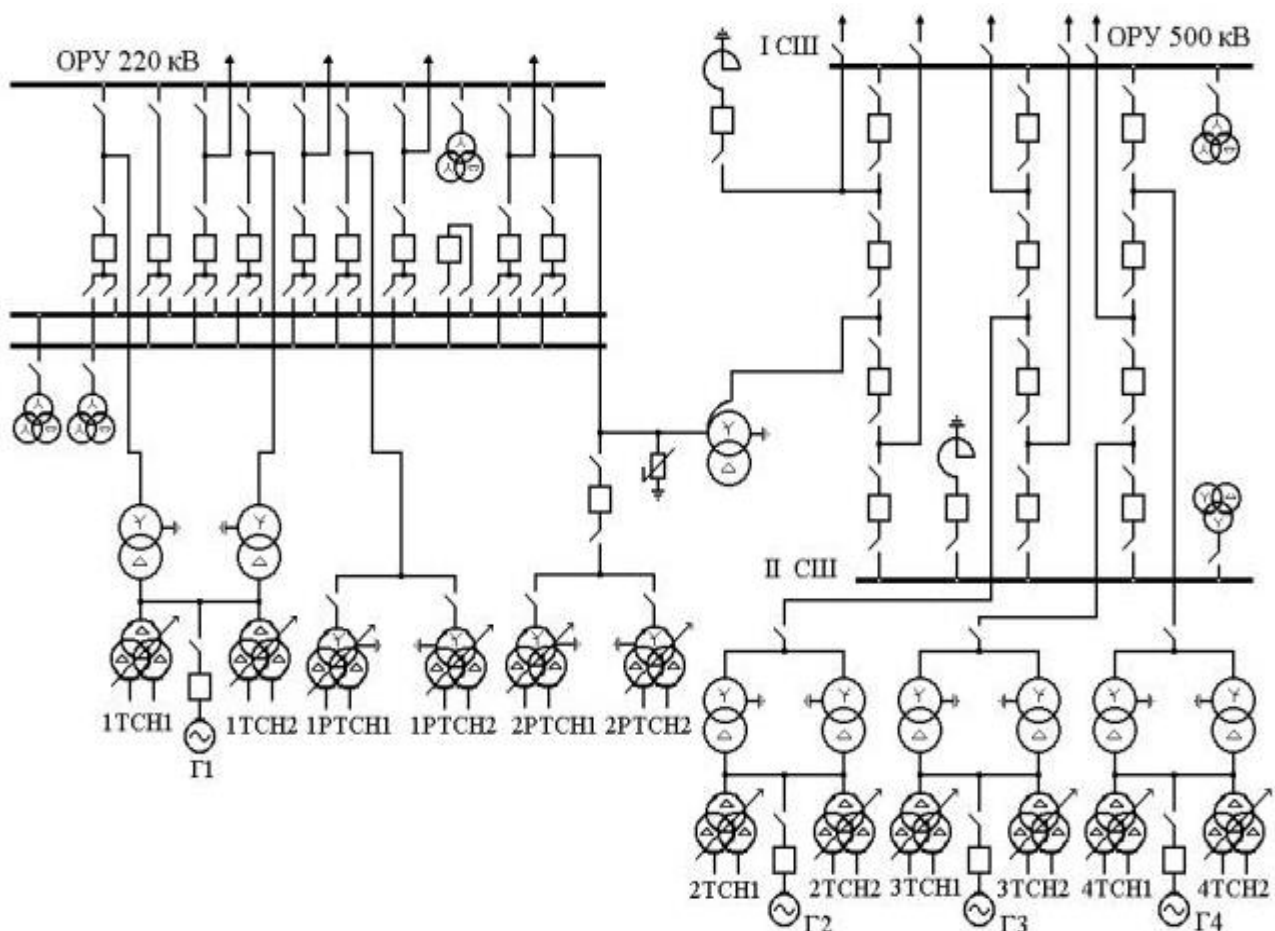


Рисунок 1. Главная электрическая схема Балаковской АЭС.

Таблица 1 – Показатели надежности элементов

Элемент	Количество	Частота отказа λ , 1/год	Время послеаварийного восстановления T_v , ч	Частота планового ремонта $\lambda_{\text{рем}}$, 1/год	Длительность планового ремонта $T_{\text{рем}}$, ч
Генератор	4	1,0	200,0	1,0	1080,0
Линия	9	0,015	12,0	1,0	18,0
Резервный трансформатор с.н.	2	0,02	60,0	0,40	8,5
Трансформатор связи	1	0,04	220,0	0,5	10,0
Блочный трансформатор	8	0,02008	60,0	0,4	8,5
Сборные шины	7	0,039	4,0	0,498	9,0

Таблица 2 – Исходные данные выключателей

Выключа- тель	Напряже- ние, кВ	Количес- тво, шт	Частота отказа, 1/год	Время послеаварийного восстановления T_v , ч	Частота плановог о ремонта $\lambda_{\text{рем}}$, 1/год	Длительность планового ремонта $T_{\text{рем}}$, ч
ВГТ – 220	220	12	0,01	25,0	0,2	24,0
ВГТ – 500	500	15	0,04	60,0	0,2	120,0

После введения всех необходимых данных и их расчета в программе, появляется файл с соответствующими результатами (ниже будет приведена часть расчетов). Результаты расчета сведены в таблицу 3.

Коэффициент неготовности определяем по формуле (4).

Таблица 3 – Результаты расчета главной схемы АЭС

Погашение элементов	Суммарная частота события $\lambda_{\text{сум}}$, 1/год	Среднее время восстановления T , ч	Коэффициент неготовности, о. е.
1Г, 4Л	0.10	196,06	0,02
2Г, 7Л	0.624	0,5	0,0000356
3Г, 8Л	0.286	0,5	0,0000163

Выводы:

3. Выполнен расчет показателей надежности главной схемы электроснабжения АЭС.

4. По результатам расчета, сделан вывод о надежности схемы по коэффициенту неготовности. Вероятность погашения 3 генераторов и 8 линий минимальна, так как коэффициент неготовности наименьший ($K_H = 0,0000163 \text{ о.е.}$), а большая вероятности

погашения 1 генератора и 4 линий ($K_H = 0,02 \text{ о.е.}$). Но так как все коэффициенты неготовности малы, то система обладает высокой надежностью.

Литература

1. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
2. Ю. Н. Балаков, М. Ш. Мисриханов, А. В. Шунтов, Проектирование схем электроустановок: Учебное пособие для вузов. – 2-е изд., Издательский дом МЭИ, 2006.

УДК 621.311

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Николаенко Я.В.

Научный руководитель – к. т. н., доцент Прокопенко В.Г.

Одной из важнейших задач, возникающих при эксплуатации электрических сетей, является задача снижения потерь мощностей и энергии.

В данной работе проведены оптимизационные расчеты, позволяющие в оптимальных точках разомкнуть электрическую сеть и определить значения реактивных мощностей источников, при которых в сети наименьшие потери активной мощности.

В схеме электрической сети имеется 59 узлов. Суммарная длина линий составляет 984 км. Номинальные напряжения в сети 220-35 кВ. Имеется 22 трансформатора и 3 автотрансформатора с суммарной мощностью 2039,8 МВ·А. Суммарная активная мощность нагрузки составляет 551 МВт, а реактивная – 223,5 Мвар. Также имеются 2 источника реактивной мощности. Нагрузочные потери активной мощности до начала оптимизации составляют 13,60 МВт.

Оптимизационные расчеты выполнялись с помощью программы Rastr.

Оптимизация сети начинается с поиска оптимальных мест размыкания. За исходный вариант примем размыкание любой линии в сети 35 кВ. Далее, двигая точку размыкания по разные стороны от исходного варианта, определяется режим, в котором наименьшие потери. Результаты расчета приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Определение оптимального места размыкания сети

Номер	Ветви размыкания	Потери, МВт
1	12-17	15,12
2	17-18	13,62
3	18-19	13,67
4	21-32	23,13
5	21-22	15,85
6	22-23	14,12
7	23-24	13,81
8	24-25	22,78

Таким образом, выбраны для размыкания ветви 17-18 и 23-24, а нагрузочные потери активной мощности в результате составили 13,82 МВт.

После определения точки размыкания, необходимо провести оптимизацию сети с помощью источников реактивной мощности. Для этого использованы 2 метода: метод покоординатного спуска и пошаговый метод с анализом предыстории.

Результаты оптимизации методом покоординатного спуска представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Оптимизация методом покоординатного спуска

Номер	Узел	Начальное значение мощности, Мвар	Конечное значение мощности, Мвар	Потери, МВт
1	7	40	50	13,70
2	7	50	60	13,63
3	7	60	70	13,60
4	7	70	80	13,62
5	28	40	50	13,33

При увеличении реактивной мощности в узле 28 потери напряжения превысили допустимое значение. В результате нагрузочные потери в сети составили 13,60 МВт.

Результаты оптимизации с помощью пошагового метода с анализом предыстории занесены в таблицу 3.

Таблица 3 – Оптимизация пошаговым методом с учетом предыстории

Номер	7			28		
	Начальное значение, Мвар	Конечное значение, Мвар	Потери, МВт	Начальное значение, Мвар	Конечное значение, Мвар	Потери, МВт
1	40	50	13,70	40	50	13,50
2	40	50	13,40	50	60	13,28
3	40	50	13,19	60	70	13,16
4	40	50	13,09	70	80	13,14
5	50	60	13,06	70	80	13,07
6	50	60	13,06	80	90	13,15

При увеличении реактивной мощности до 60 Мвар в узле 7 потери напряжения превысили допустимое значение. В результате нагрузочные потери в сети составили 13,70 МВт.

При сравнении результатов оптимизации по двум методам видно, что нагрузочные потери активной мощности меньше при расчетах пошаговым методом с учетом предыстории.

Также проведены оптимизационные расчеты за счет изменения коэффициентов трансформации. В таблице 4, 5 и 6 представлены результаты расчета для автотрансформаторов 1, 2 и 3.

Таблица 4 – Оптимизация с помощью коэффициентов трансформации автотрансформатора 1

Значения коэффициентов трансформации	Потери, МВт	Примечания
0,537	13,16	не подходит по напряжению
0,526	13,07	исходный
0,516	13,06	оптимальный
0,505	13,12	потери увеличиваются

Таблица 5 – Оптимизация с помощью коэффициентов трансформации автотрансформатора 2

Значения коэффициентов трансформации	Потери, МВт	Примечания
0,537	12,77	не подходит по напряжению
0,526	13,06	исходный
0,516	13,45	потери увеличиваются

Таблица 6 – Оптимизация с помощью коэффициентов трансформации автотрансформатора 3

Значения коэффициентов трансформации	Потери, МВт	Примечания
0,547	13,03	потери увеличиваются
0,537	13,01	оптимальный
0,526	13,06	исходный
0,516	13,18	потери увеличиваются

Выводы

Определены оптимальные места размыкания сети 35 кВ. В результате размыкания сети потери возросли на 0,22 МВт. За счет изменения мощности источников реактивной они уменьшились до 13,07 МВт, а за счет изменения коэффициентов трансформации на автотрансформаторах – до 13,01 МВт. В целом с учетом всех рекомендаций потери в сети сократились на 0,59 МВт.

Литература

1. Поспелов, Г.Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Н.М. Сыч.– Минск: Энергоиздат, 1981.–216 с., ил.
2. Поспелов Г.Е., Керного В.В. АСУ и оптимизация режимов энергосистем./Мн.: Высш. школа, 1977.-320 с., ил.
3. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Энергетические системы./М.: Высш. школа, 1974.-272с., ил.

УДК 621.315

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СОБСТВЕННЫХ НУЖД КОНДЕНСАЦИОННОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СТАНЦИИ

Ничипорков И.А., Скурат Д.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Конденсационная электростанция — тепловая электростанция, производящая только электрическую энергию. Несмотря на то, что тепловая энергия не вырабатывается на станциях данного типа, к ним предъявляются следующие требования: безопасность, безотказность, живучесть, ремонтпригодность, режимная управляемость. Остановимся на требованиях безотказности и ремонтпригодности, так как именно они относятся к сети рабочего и резервного питания собственных нужд.

Данные требования к системе электроснабжения собственных нужд определяют надежность электростанции, включая ее безопасность как в нормальных, так и аварийных условиях.

Очевидна необходимость принятия во внимание поведения системы в различных режимах работы. Понятие надежности системы подразумевает, что при выходе из строя оборудования должен быть предусмотрен резервный вариант электроснабжения собственных нужд.

О безопасной работе электростанции можно судить по показателям надежности системы электроснабжения собственных нужд конденсационной электростанции. Этими показателями являются условные вероятности одновременного погашения одной или двух секций, либо погашения некоторых элементов схемы. При этом считается возможным проведение ремонтных работ на оборудовании открытого распределительного устройства высшего напряжения.

При помощи программы REISS проведем анализ структурной надежности систем электроснабжения потребителей собственных нужд, включающих в себя источники рабочего и резервного электроснабжения, передающие элементы, коммутационные аппараты и отдельных потребителей. Анализируемая схема должна иметь радиальную структуру построения, при которой в любом установившемся режиме ее функционирования передача мощности к любому потребителю осуществляется лишь по единственной возможной сети. При помощи программы можно вычислить частоту и длительность перерывов электроснабжения одновременно произвольного количества объектов, входящих в систему электроснабжения собственных нужд, а также коэффициента неготовности данных потребителей в отношении такого события.

Значения λ и T в общем виде определяются по выражениям:

$$\lambda = \sum_{k=1} \lambda(k); \quad (1)$$

$$T = \frac{1}{\lambda} \sum_k T(k) \lambda(k); \quad (2)$$

где $\lambda(k)$, $T(k)$ — частота и длительность смоделированных аварий k -го вида, приводящих к расчетному погашению,

$$\lambda(k) = q(k, j) \lambda(k, m) \prod_s Q(k, s); \quad (3)$$

$$T(k) = q(k, j) \lambda(k, m) \min \left\{ \frac{t(k, j)}{2}; t(k, j); t_{\text{он}} \right\} \prod_s Q(k, s); \quad (4)$$

$q(k, j)$ – относительная длительность ремонтного простоя j -го элемента, о. е.;

$\lambda(k, m)$ – частота повреждения m -го элемента схемы, 1/год;

$t(k, m), t(k, j)$ – длительность послеаварийного восстановления m -го и j -го элементов схемы, ч;

$t_{оп}$ – время оперативных переключений, ч;

$Q(k, s)$ – вероятность отказа в срабатывании s -го устройства релейной защиты, коммутационных аппаратов или автоматического ввода резерва.

Коэффициент неготовности потребителей k_H вычисляется по формуле:

$$k_H = \frac{T\lambda}{8760}$$

При подготовке исходных данных производится нумерация каждого элемента схемы в строго заданной последовательности. После между элементами устанавливаются связи, которые сводятся в матрицу связности. Далее каждому коммутационному аппарату в порядке следования присваиваются номера примыкающих к нему узлов.

Расчет надежности системы электроснабжения собственных нужд конденсационной электростанции (рис. 1) выполним с помощью программы REISS. Алгоритм программы построен на основе метода дерева отказов.

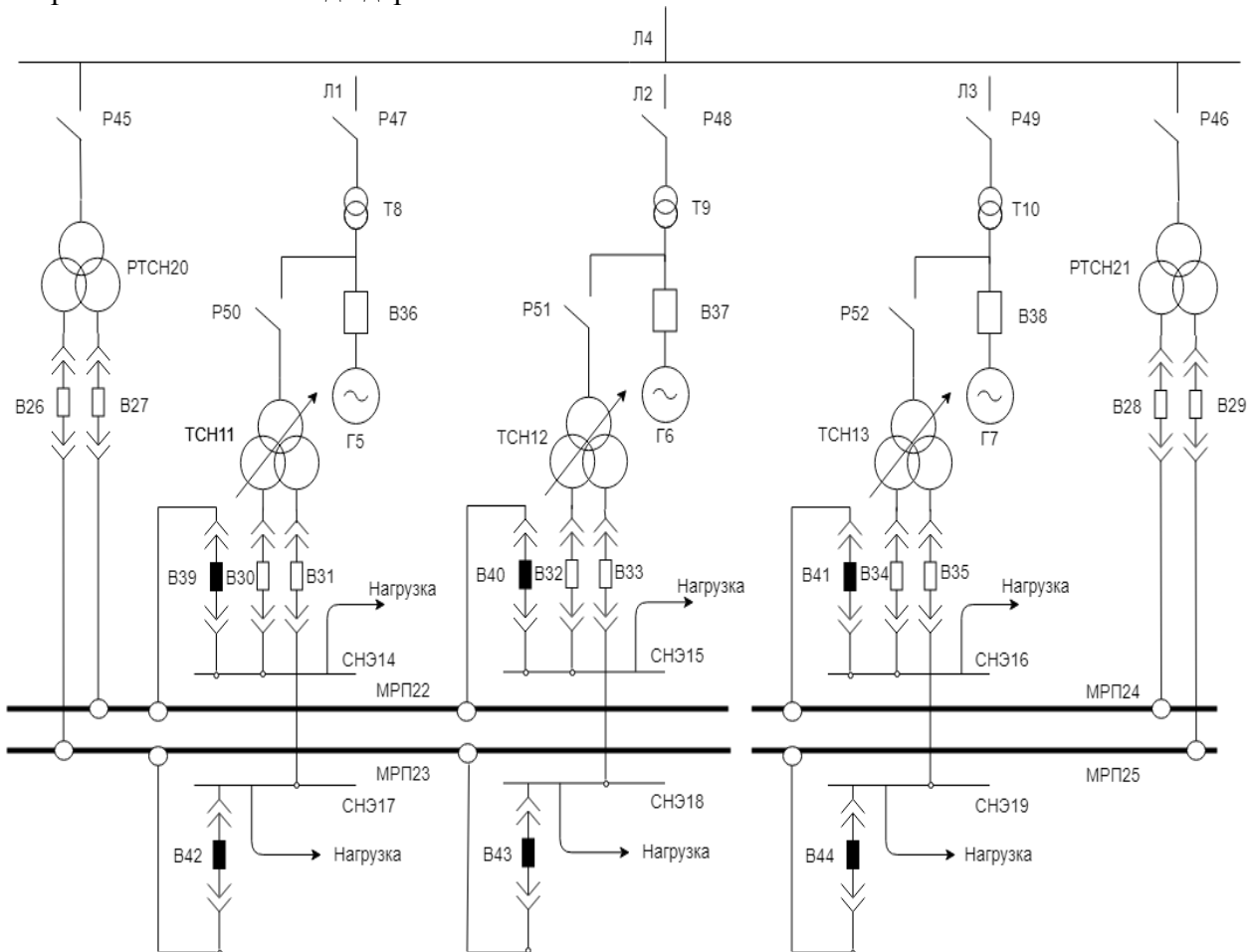


Рисунок 5. Схема собственных нужд конденсационной электростанции: Л – линия; ТСН – трансформатор собственных нужд; РТСН – резервный трансформатор собственных нужд; МРП – магистраль резервного питания; СНЭ – секция нормальной эксплуатации; В – выключатель; Р – разъединитель; Т – трансформатор.

Данные по надежности элементов собственных нужд электростанции сведены в таблицу 1.

Таблица 3. Показатели надежности элементов собственных нужд конденсационной электростанции

Элемент	Частота отказа λ , 1/год	Время послеаварийного восстановления $T_{в}$, ч	Частота планового ремонта $\lambda_{рем}$, 1/год	Длительность планового ремонта $T_{рем}$, ч
Линия	0,020	1,2	0,200	10
Генератор	0,550	91	1,000	540
Блочный трансформатор	0,008	60	0,250	6
Трансформатор собственных нужд	0,008	100	0,750	26
Секция нормальной эксплуатации	0,090	2	0,498	15
Резервный трансформатор собственных нужд	0,008	60	0,250	6
Магистраль резервного питания	0,005	4,4	1,000	2
Выключатель за резервным трансформатором собственных нужд	0,040	20	1,000	40
Выключатель за трансформатором собственных нужд	0,010	10	0,200	10
Генераторный выключатель	0,009	10	0,500	10
Резервный выключатель	0,010	10	0,200	10
Разъединитель	0,010	1,8	0,166	1,8

Результаты расчета надежности схемы собственных нужд конденсационной электростанции представлены в таблице 2.

Таблица 4. Результаты расчета надежности электроснабжения собственных нужд конденсационной электростанции (погашение секций нормальной эксплуатации)

Погашение секций нормальной эксплуатации	Суммарная частота события $\lambda_{сум}$, 1/год	Средняя продолжительность отключения T , ч	Коэффициент неготовности, о. е.
Одна секция шин (№14)	0,1013	1,834	$0,2121 \cdot 10^{-4}$
Одна секция шин (№17)	0,1013	1,834	$0,2121 \cdot 10^{-4}$
Две секции шин (№ 14, 17)	$0,6022 \cdot 10^{-3}$	0,5339	$0,3670 \cdot 10^{-7}$
Одна секция шин (№15)	0,1014	1,832	$0,2122 \cdot 10^{-4}$
Одна секция шин (№18)	0,1014	1,832	$0,2122 \cdot 10^{-4}$
Две секции шин (№15, 18)	$0,6044 \cdot 10^{-3}$	0,5337	$0,3683 \cdot 10^{-7}$

Погашение одной секции шин может произойти с вероятностью один раз в 10 лет. Погашение двух секций шин №14 и №17 на протяжении срока службы конденсационной

электростанции маловероятны и могут не рассматриваться. Показатели отказа работы других шин аналогичны рассмотренному выше варианту.

Выводы:

Выполнен расчет показателей надежности схемы электроснабжения собственных нужд конденсационной электростанции. На основании этих показателей можно утверждать, что погашение электростанции является маловероятным событием.

Литература

1. Гук, Ю. Б. Теория надежности: учеб. пособие / Ю. Б. Гук, В. В. Карпов, А. А. Лapidус. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2009. – 171 с.
2. Гук, Ю. Б. Устройство, проектирование и эксплуатация схем электроснабжения собственных нужд АЭС / Ю. Б. Гук, В. М. Кобжув, А. К. Черновец. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 296 с.
3. Короткевич, М. А. Анализ структурной надежности схем выдачи мощности от атомных электростанций / М. А. Короткевич // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – Вып. 64: Надежность систем энергетики: достижения, проблемы, перспективы. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН, 2014. – С. 67–71.
4. Электротехнический справочник: в 4 т. / под общ. ред. В. Г. Герасимова [и др.]. – 9-е изд. – М.: МЭИ, 2003. – Т. 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. – 2004. – 964 с.

УДК 621.311

ОСНОВЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ 110 КВ.

Савошинский А.М.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Прокопенко В.Г.

В настоящее время в сетях 110 кВ большинство прокладываемых кабелей – это однофазные кабели из изоляции из сшитого полиэтилена. Промышленность готова производить различные кабели, но, к сожалению, не все новинки оказываются удобны в монтаже и эксплуатации. Во многих кабелях не указывается в каталогах о наличии потерь в броне. Отсутствие этой информации может привести к большому числу ошибок при проектировании кабельных линий (КЛ) и дальнейшему их повреждению. К сожалению, темпы разработки нормативных документов всегда будут отставать от тех темпов, с которыми заводы и проектные организации предлагают всё новые и новые технические решения, и поэтому здесь остаётся посветовать заинтересованным специалистам быть осторожнее в отношении кабельных сетей, где стоимость ошибки крайне высока. Хочется также надеяться, что нормы будут периодически обновляться [1].

Необходимость разработки ТКП 611 была обусловлена ростом производства силовых кабелей напряжением 6-110 кВ с изоляции из сшитого полиэтилена пероксидной сшивки (КСПЭ), широким их применением на объектах электросетевого строительства Республики Беларусь, а также отсутствием технических нормативных правовых актов в области нормирования и стандартизации по прокладке КСПЭ. Основной целью ТКП 611 является повышение эффективности, надёжности и безопасности строительства и эксплуатации электрических сетей напряжением 6-110 кВ, выполняемых с применением КСПЭ и имеющих превосходящие технические характеристики кабелей (аналогов) с иным исполнением изоляции. В техническом кодексе подробно рассмотрены требования, касающиеся непосредственно проектирования КЛ. Для КЛ, прокладываемых по трассам, проходящим по различных грунтах и условиях окружающей среды, выбор конструкции и сечение КСПЭ следует производить по участку с наиболее тяжелыми условиями, учитывая все условия прокладки для при значительной длине кабельной линии. При проектировании объектов кабельных сетей трассу КЛ следует выбирать такой, чтобы при прокладке КСПЭ не были превышены допустимые усилия тяжения и радиальное давление (на изгибах трассы). При этом следует учитывать способ прокладки и строительные длины кабелей. Важным этапом проектирования КЛ является выбор способа прокладки. КЛ могут быть проложены одним из следующих способов:

- в земле с применением одной из технологий бестраншейной прокладки: горизонтально-направленного бурения (ГНБ), управляемого прокола или продавливания;
- в земле (траншее);
- в кабельных сооружениях, в том числе наземных, подземных проходных, подземных непроходных;
- в зданиях энергетических объектов и производственных помещениях;
- по опорам воздушных линий с применением стоек конических.

При бестраншейной прокладке КСПЭ основным методом выполнения закрытых подземных переходов (ЗПП) является метод ГНБ. Широкое применение этого метода обусловлено отсутствием у КСПЭ ограничений на перепад высот на трассе КЛ. Это позволяет не только поднимать КСПЭ на большую высоту над землёй (опоры ВЛ), но и опускать их на большую глубину под землю (метод ГНБ). Метод ГНБ эффективно применяется для прокладки ЗПП при строительстве КЛ в условиях плотной городской застройки и наличия всевозможных преград (препятствий). Техническим кодексом рассмотрены требования по выполнению ЗПП через автомобильные и железные дороги. Важным моментом при сооружении КЛ методом ГНБ является правильный выбор типа и конструкции труб, соответствующих условиям прокладки КСПЭ. В качестве основного типа исполнения труб выбирают термостабильные полиэтиленовые трубы низкого давления. Прокладка КЛ

непосредственно в земле (траншее) должна выполняться на глубине не менее 1,5 м – для КСПЭ напряжения 110 кВ. Одножильные КСПЭ могут располагаться в траншее «треугольником», вплотную и в плоскости, с расстоянием между кабелями равным диаметру проектируемого кабеля.

Кабели следует прокладывать так, чтобы вокруг них не было замкнутых металлических контуров из магнитных сплавов. Для защиты кабелей от механических повреждений применяются кирпич, железобетонные плиты или лента защитно-сигнальная. Для защиты прокладываемых в траншее КСПЭ при пересечениях и сближениях с различного рода препятствиями, а также с целью уменьшения допустимых расстояний (в стесненных условиях) должны использоваться полимерные, асбоцементные, керамические трубы или трубы из иного изоляционного немагнитного материала. Согласно СТБ ГОСТ Р 50838 в траншее рекомендовано применение термостабильных полиэтиленовых труб белорусского производства.

Следует отметить, что при проектировании КЛ в кабельных сооружениях (этажах, туннелях, галереях, эстакадах, каналах, двойных полах) должны быть учтены введенные техническим кодексом требования пожарной безопасности. Отдельный раздел нового технического кодекса посвящен кабельной арматуре. На КЛ с КСПЭ применяют кабельную арматуру (концевые и соединительные муфты) выполненную на основе термоусаживаемых полимерных материалов по технологии поперечно сшитых полиэтиленов. При разработке проектов КЛ следует предусматривать применение кабельной арматуры, прошедшей оценку соответствия техническим требованиям.

Конструкцию и тип кабельных муфт необходимо выбирать в зависимости от параметров КСПЭ (конструкция кабеля, номинальное напряжение, количество и сечение жил и т.д.), способа заземления экранов, климатического и механического воздействия, условий безопасности и способа прокладки. На стадии проектирования КЛ высокого напряжения должны быть рассмотрены вопросы допустимости воздействующих напряжений и влияние магнитных полей на человека.

Таким образом, технический кодекс рекомендуется для применения проектными, строительно-монтажными и эксплуатационными организациями Республики Беларусь. Выполнение требований нового документа поможет избежать ошибок при проектировании и строительстве энергетических объектов с применением силовых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, и будет способствовать повышению надежности кабельных сетей напряжения 6-110 кВ. В Беларуси кабельная отрасль еще динамично развивается и трансформируется, накапливается опыт эксплуатации, появляются новые решения и новые вопросы[2].

Литература

1. Дмитриев М.В. Проектирование и строительство кабельных линий 6-500 кВ. Актуальные проблемы//Новости ЭлектроТехники.2016. №4(100). С. 24-26.
2. Кудряшов В.Ф., Дуль И.И. Новые требования к проектированию кабельных линий с применением кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена пероксидной сшивки. Комментарии к ТКП 611-2017(33240)//Стандартизация в энергетике. 2017. №5(59). С.60-63.

УДК 621.315

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ СМОЛЕНСКОЙ АЭС

Мячин А.В., Сибирцев Е.Ю.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

Главные схемы электрических соединений АЭС выбираются на основании утвержденной схемы развития энергосистемы и ее участка, к которому подключается данная АЭС, с учетом единичной мощности агрегатов и суммарной мощности станции в целом. Схема присоединения к энергосистеме должна обеспечивать на всех стадиях сооружения АЭС выдачу в нормальных режимах полной введенной мощности станции и сохранение устойчивости ее работы в энергосистеме при отключении любой отходящей электропередачи или трансформатора связи. Основными критериями при выборе главной схемы являются: надежность; экономичность; маневренность; ремонтпригодность; возможность расширения; наглядность и простота. Наиболее важными из перечисленных являются надежность и экономичность.

В качестве примера расчета мы рассчитывали главную схему Смоленской АЭС, которая включает в себя:

- 3 энергоблока с реакторами РБМК-1000. В состав двух из них, работающих на сеть 500 кВ, входят по два турбогенератора ТВВ-500-2У3 каждый со своим повышающим трехфазным двухобмоточным трансформатором. Так же в состав третьего, работающего на сеть 750 кВ, входят также два турбогенератора ТВВ-500-2У3 и один повышающий трехфазный трехобмоточный трансформатор.

- ОРУ 750, 500 и 330 кВ;
- 4 автотрансформатора связи;
- 1 РТСН;
- 22 сборных шины и ошиновки;
- 43 выключателя;
- 8 разъединителей;
- 2 линии электропередач 750кВ протяженностью 350 км, 2 линии электропередач 500кВ протяженностью 300 км, 3 линии электропередач 330кВ протяженностью 170 км.

Для расчета мы использовали программный пакет TOPAS.

Алгоритм расчета в программе TOPAS:

Моделирование, анализ множества состояний схемы вычисление показателей надежности осуществляется в состоянии с учетом характеристик повреждаемости, ремонтпригодности, профилактики основного электрического оборудования и возможности отказов срабатывания устройств релейной защиты, автоматики (РЗ, А) и КА.

Функциональная модель расчетов установившихся режимов генерации мощности учитывают пропускные способности трансформаторов и автотрансформаторов, ВЛ связи с системой (по критерию запаса статической устойчивости работы генераторов).

Эффективный способ описания схем электрических соединений достигается при использовании коммутационного графа, ветвями которого является КА различных типов, а узлами - остальные связываемые ими элементы схемы.

Для описания надежности основного электрического оборудования используются показатели:

- Частоты отказов (I/год);
- Длительности послеаварийного восстановления (Ч);
- Частоты плановых ремонтов (I/год);
- Длительности плановых ремонтов (ч);

$C(k) = \sum_i * \sum_j * \sum_s L(k)$, -количество комбинаций событий; $L(k)$ -логическая функция принимающая значения 0 или 1.

$$\lambda(k) = \sum_j * \sum_i q(j) \lambda(i) Q\left(\frac{s}{i}\right) L(k);$$

$$T = \frac{1}{\lambda} \sum_j * \sum_i q(j) \lambda(i) \min\left\{\frac{t(j)}{2}; t(i); t_{\text{оп}}\right\} * Q\left(\frac{s}{i}\right) * L(k);$$

где $\lambda(k)$, $T(k)$ – частота и длительность смоделированных аварий k -го вида, приводящих к расчетному погашению,

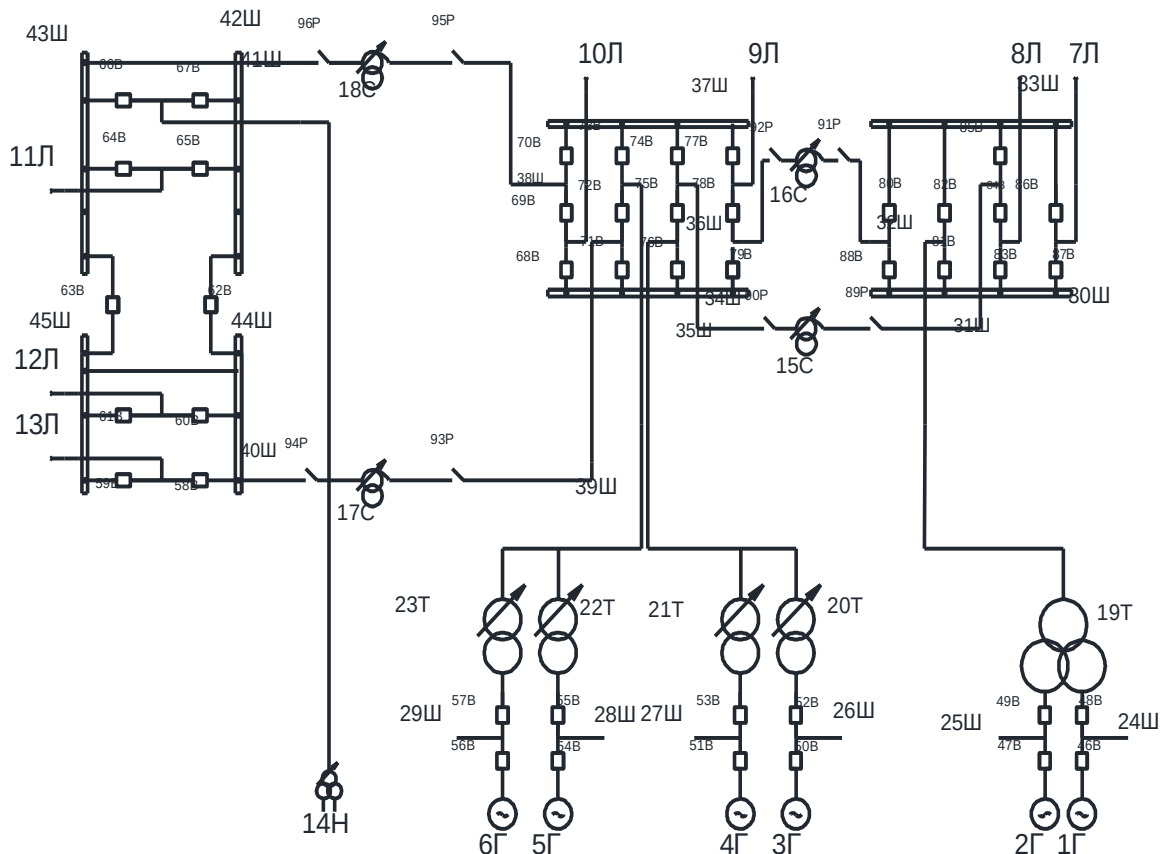


Рисунок 2 – Расчетная схема с нумерацией ветвей и узлов

Таблица 1 – Показатели надежности элементов собственных нужд электростанции.

Элемент	Частота отказа λ , 1/год	Время послеаварийного восстановления $T_{\text{в}}$, ч	Частота планового ремонта $\lambda_{\text{рем}}$, 1/ГОД	Длительность планового ремонта $T_{\text{рем}}$, ч
Блочный турбогенератор	0.84	136.0	1.0	880.0
Линия электропередач 750кВ на 350км	0.007	20.0	0.17	20
Линия электропередач 550кВ на 300км	0.0045	12	1	18
Линия электропередач 330кВ на 170км	0.0034	9	0.5	20

Автотрансформатор 750 кВ	0.04	220	0.5	10
Автотрансформатор 500 кВ	0.04	220	0.5	10
РТСН 330кВ	0.04	45	0.5	9.5
Блочный трансформатор 10 кВ	0.008	60	0.25	6.0
Сборные шины 10 кВ	0.09	2.0	0.498	15
Сборные шины 330 кВ	0.039	15.0	0.498	9
Сборные шины 500 кВ	0.03	5.0	0.498	15
Сборные шины 750 кВ	0.03	5.0	0.498	15
Генераторный выключатель	0.009	10.0	0.5	10
Воздушный выключатель 330 кВ	0.02	48.0	0.2	90
Воздушный выключатель 500 кВ	0.04	60	0.2	120
Воздушный выключатель 750 кВ	0.04	60	0.2	120

Таблица 2. Результаты анализа надежности

	Код аварии	Суммарная частота, 1/год	Среднее время восстановления, ч
№1	3Г 5Л	0,0136	0,5
№2	2Г 3Л	0.448	37.37
№3	6Г 7Л 1Н	0.00419	105.86

В полученных нами результатах запись 3Л обозначает потерю любых трех линий и т.д.

Также критерием надежности является коэффициент неготовности:

$$K_H = \frac{T(k)\lambda}{8760}$$

где K_H - коэффициент неготовности;

$T(k)$ - среднее время восстановления, ч ;

λ - частота отказов, 1/год.

Посчитаем K_H для трех вариантов аварии :

1. Отключены 1 генератор и 5 линий :

$$K_{H1} = \frac{T(k)_1 \lambda_1}{8760} = \frac{0,0136 \cdot 0,5}{8760} = 7 \cdot 10^{-7}$$

2. Отключены 2 генератора и 3 линии :

$$K_{H2} = \frac{T(k)_2 \lambda_2}{8760} = \frac{0,448 \cdot 37,37}{8760} = 0,0019$$

3. Отключены 6 генераторов 7 линий и 1 РТСН :

$$K_{H3} = \frac{T(k)_3 \lambda_3}{8760} = \frac{0,00419 \cdot 105,86}{8760} = 0,00005$$

Как мы видим из результатов расчета, что отключение двух генераторов и трех линий в среднем может погаснуть раз в два года; три генераторы и 5 линий раз в 73 года; шесть генераторов, семь линий и 1 резервный трансформатор собственных нужд раз в 238 лет. Данные значения говорят нам о высокой надежности схемы.

Выводы

1. Выполнен расчет показателей надежности схемы электрических соединений Смоленской АЭС.
2. По полученным результатам выяснили, что схема является надежной.

Литература

1. Гук, Ю.Б. Устройство, проектирование и эксплуатация схем электроснабжения собственных нужд АЭС/ Ю. Б. Гук, В. М. Кобжув, А. К. Черновец. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 296 с.
2. Старжинский А.Л. Определение надежности схем электроснабжения собственных нужд атомной электрической станции. *Энергетика. Известия высших учебных заведений и энергетических объединений СНГ*. 2015;(3):34-31.
3. Фельдман, М.Л. Особенности электрической части атомных электростанций / М.Л. Фельдман, А.К. Черновец. – Л.: Энергоатомиздат, 1983. – 172 с.

УДК 621

ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ВДОЛЬ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ПЭВМ

Ковалева В.Д.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

В настоящее время в связи со стремительным развитием информационных технологий появилась возможность решения многих практических задач при помощи программных комплексов. Одной из сред, позволяющих моделировать электроэнергетические системы, является MatLAB – Simulink – SimPowerSystems. В данной работе исследуется распределение напряжения вдоль протяженной линии электропередачи. Особенность расчетов режимов дальних ЛЭП – это учет распределенности параметров вдоль линии. Система дальней электропередачи, смоделированной в программе представлена на рисунке 1.

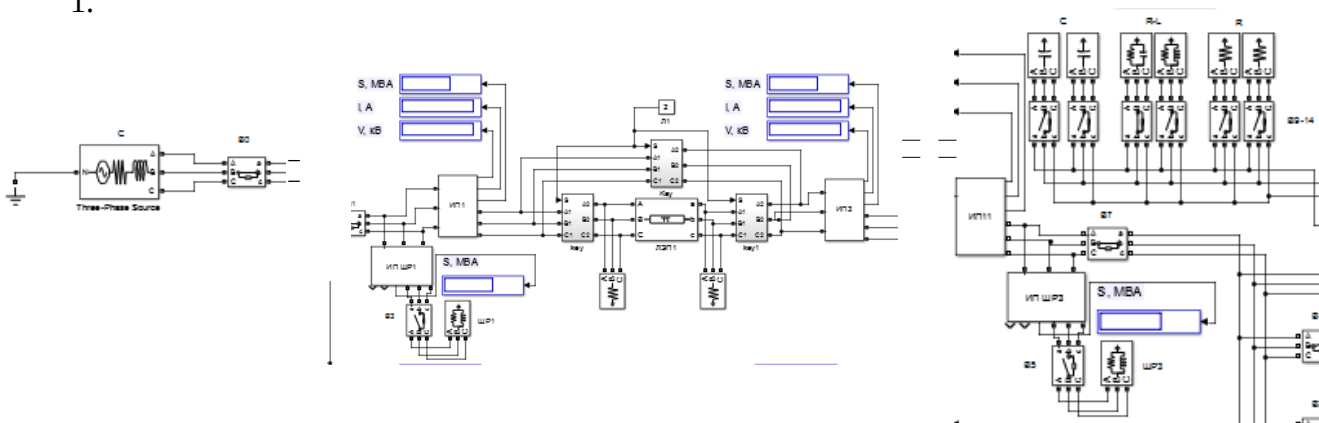


Рисунок 1

Линию, номинальным напряжением 750кВ и маркой провода 5хАС-240/56, длиной 1200 км разбиваем на участки по 300 км. Т.к. при большой длине линии необходимо учитывать волновой характер процессов при передаче электроэнергии, берем участки по 300 км, иначе представление ЛЭП в виде четырехполюсника с сосредоточенными параметрами приводит к большой погрешности расчетов и неверным выводам [1]. Как известно, любой элемент сети можно представить в виде эквивалентной схемы замещения. Библиотека MatLAB – Simulink содержит различные блоки, моделирующие источники энергии, трансформаторы, генераторы, линии электропередачи и другие элементы.

Для проведения необходимого эксперимента собирается цепь, состоящая из элементов, имитирующих работу реального оборудования. Основными элементами модели являются: трехфазный источник напряжения «3-PhaseSource», измерительные приборы «ИП», комплекс переключений «Key», блоков «Three-PhasePISectionLine» моделей трехфазной сети с первичными параметрами и длиной, устанавливаемыми исследователем, блок трехфазный выключатель переменного тока «Three-Phase Breaker». В блоке «Three-PhasePISectionLine» задаются параметры: [2]

- Frequency used for R L C specification (Hz): [Частота работы линии (Гц)].
- Positive- and zero-sequence resistances [R1 (Ohms/km) R0 (Ohms/km)]: [Сопротивление прямой и нулевой последовательности линии на 1 км (Ом/км)]. Параметр задается в виде вектора.
- Positive- and zero-sequence inductances [L1 (H/km) L0 (H/km)]: [Индуктивность прямой и нулевой последовательности линии на 1 км (Гн/км)]. Параметр задается в виде вектора.
- Positive- and zero-sequence capacitances [C1(F/km) C0(F/km)]: [Емкость прямой и нулевой последовательности линии на 1 км (Ф/км)]. Параметр задается в виде вектора.
- Line section length (km): [Длина линии (км)].

На распределение напряжения вдоль протяженной ЛЭП существенно влияет режим реактивной мощности. [3] Наибольший интерес представляют следующие варианты:

1. Напряжения в конце и начале ЛЭП одинаковы по величине (линия работает без перепада напряжения). Имеется возможность регулирования величины реактивной мощности путем подключения компенсирующих устройств на подстанции.
2. Напряжение в конце линии не равно напряжению в начале. В данном случае нет возможности регулирования реактивной мощности на приемном конце ЛЭП.

Модель использовалась для анализа работы линии в трех режимах: натуральной мощности, больше натуральной мощности, меньше натуральной мощности. Эпюры распределения напряжения для двух вариантов представлены на рисунках 2 и 3. Величины напряжения в начале и в конце ЛЭП при различной передаваемой активной мощности можно получить, используя формулу 1.

$$U_1 = U_2 \cdot \cos \alpha \cdot l + j \cdot p_2 \cdot U_2 \cdot \sin \alpha \cdot l + q_2 \cdot U_2 \cdot \sin \alpha \cdot l, \quad (1)$$

Где U_1, U_2 – соответственно напряжения в начале и конце линии;

l – длина линии электропередачи;

α – коэффициент изменения фазы волны на единицу длины;

p_2, q_2 – соответственно активная и реактивная мощности в относительных единицах на базе натуральной мощности.

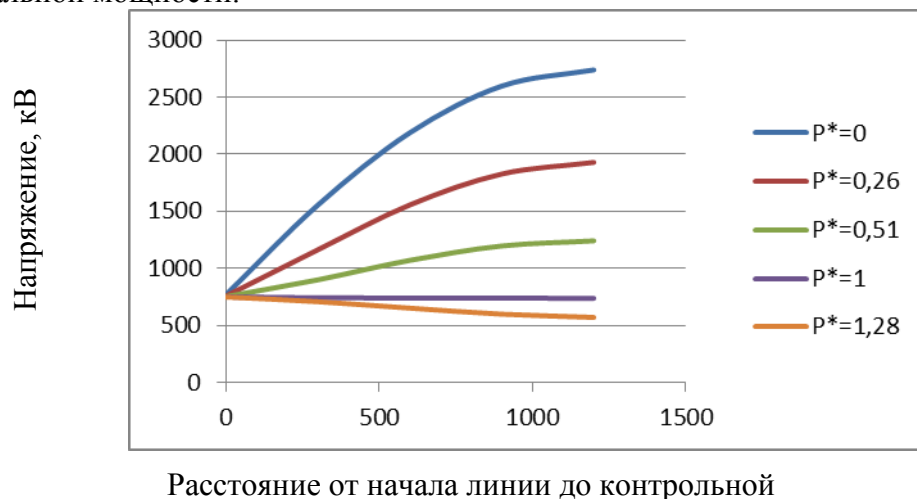


Рисунок 2 Эпюры распределения напряжения при различных значениях передаваемой мощности для линии, работающей с перепадом напряжений.

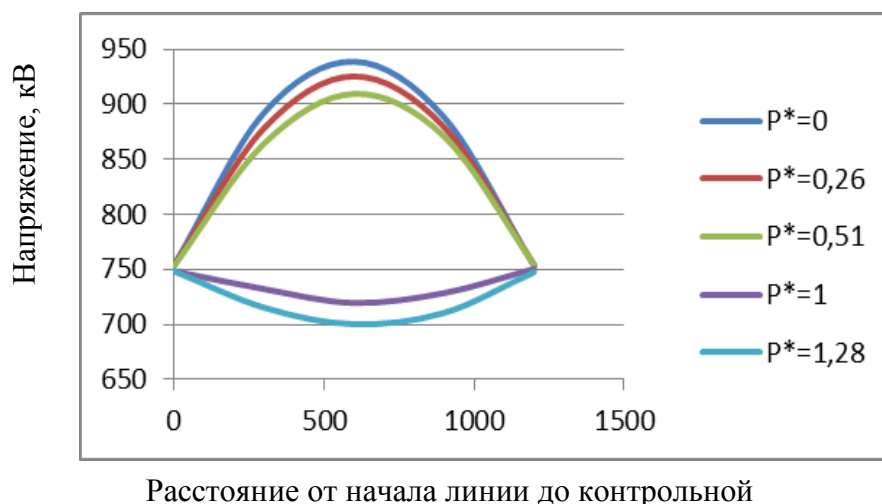


Рисунок 3 Эпюры распределения напряжения при различных значениях передаваемой мощности для линии, работающей без перепада напряжений.

В данной работе рассматривалась линия без потерь (идеальная), в реальных условиях нельзя пренебречь активным сопротивлением и проводимостью линий. Различия в расчетах можно представить в виде графиков распределения напряжения для реальной и идеальной линии электропередачи для случая, когда линия работает без перепада напряжения (рисунок 4).

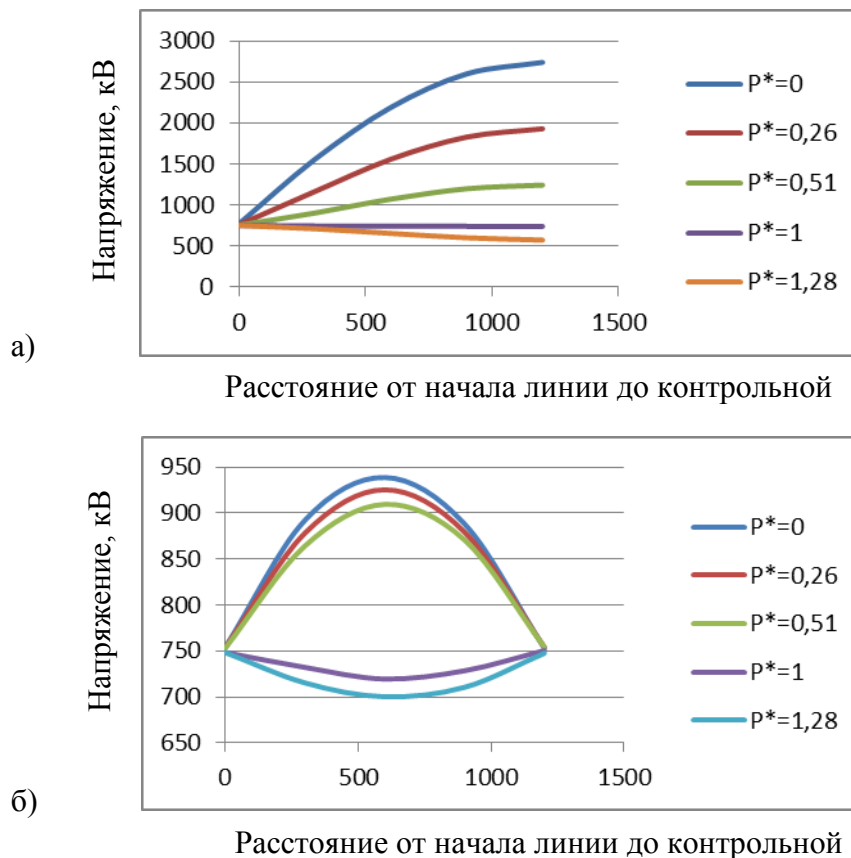


Рисунок 4 Эпюры распределения напряжения при различных значениях передаваемой мощности для линии, работающей без перепада напряжений (а) и с перепадом (б).

Характерной особенностью ЛЭП при равенстве напряжений в начале и в конце является повышение напряжения в промежуточных точках (при $P < P_{\text{натур}}$). При $P > P_{\text{натур}}$ напряжение снижается, минимальное значение наблюдается в середине линии. Для линии, работающей с перепадом напряжения наблюдается значительное увеличение (уменьшение) напряжения на конце линии в режиме меньше(больше) натуральной мощности.

Для обоих вариантов при передаче натуральной мощности напряжение вдоль линии остается неизменным. Таким образом, использование среды MatLAB предоставляет большие возможности для изучения процессов в электроэнергетических системах, наглядного представления исследуемых схем, а также позволяет избежать погрешностей измерительного оборудования при работе на лабораторных установках.

Литература

1. Ананичева С. С., Бартоломей П.И., Мызин А.Л. Передача электроэнергии на дальние расстояния: Учебное пособие. Екатеринбург: УГТУ—УПИ, 1993, 80 с.
2. Горячев В.Я. Элементы электроэнергетических систем в среде MatLAB – SIMULINK – SIMPOWERSYSTEMS: Издательство ПГУ. Пенза 2009, 240 с.
3. Червинский Л.Л., Золотой А.А., Зорич А.М. Электропередачи: лабораторные работы. / Под ред. В.Т. Федина – Минск: УП “Технопринт”, 2002.

УДК 621.3

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НАГРУЗКИ И ПЕРЕПАДА НАПРЯЖЕНИЯ НА РЕЖИМ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Малашкевич А.Д., Радкевич А.А., Кушнер Д.А.

Научный руководитель – к. т. н., доцент Старжинский А.Л.

На данном этапе развития информационных технологий появилась возможность исследования практических задач при помощи программных комплексов. Одним из комплексов является MatLAB-Simulink-SimPowerSystems.

MATLAB – это высокопроизводительный язык для технических расчетов. Он включает в себя вычисления, визуализацию и программирование в удобной среде, где задачи и решения выражаются в форме, близкой к математической. Библиотека MatLAB – Simulink содержит различные блоки, моделирующие источники энергии, трансформаторы, генераторы, линии электропередачи и другие элементы.

Данный пакет позволяет моделировать электроэнергетическую систему и исследовать влияние её элементов на параметры всей системы.

В данной работе исследовали влияние нагрузки и перепада напряжения на режим реактивной мощности при помощи математической модели, протяженной линии электропередач, смоделированной в программе MatLAB-Simulink-SimPowerSystems. Система дальней передачи, смоделированная в комплексе MatLAB-Simulink-SimPowerSystems представлена на рисунке 1.

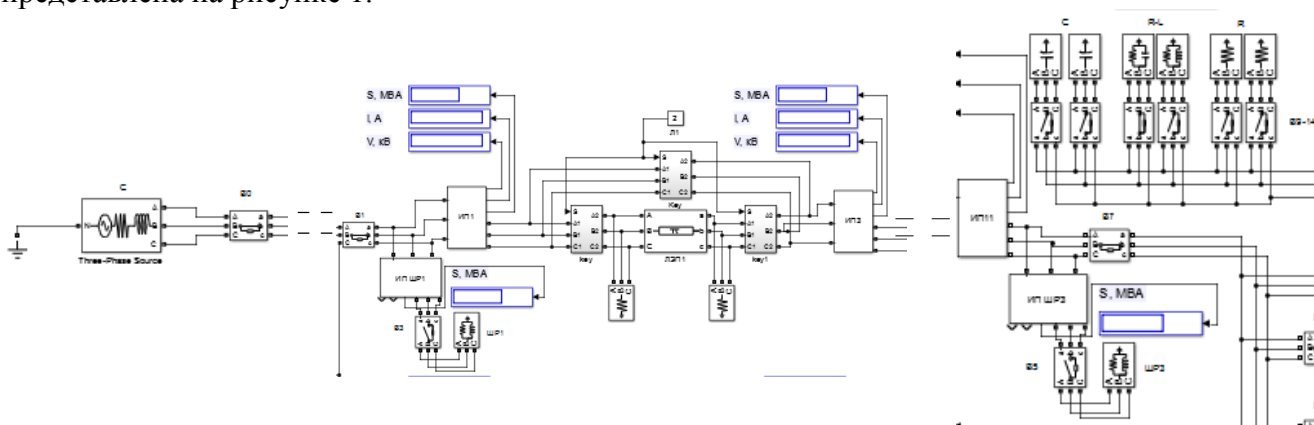


Рисунок 1

Смоделирована учебная модель протяженной электропередачи переменного тока общей длиной 3000 км, разбитая на участки по 300 км. Номинальное напряжение модели 750 кВ и марка провода 5хАС-240/56.

Для проведения необходимого эксперимента собирается цепь, состоящая из элементов, имитирующих работу реального оборудования. [2] Основными элементами модели являются: трехфазный источник напряжения «3-PhaseSource», измерительные приборы «ИП», комплекс переключений «Key», блоков «Three-PhasePISectionLine» моделей трехфазной сети с первичными параметрами и длиной, устанавливаемыми исследователем, блок трехфазный выключатель переменного тока «Three-Phase Breaker».

Известно, что при работе линии электропередачи в режиме натуральной мощности и равенстве напряжений по концам напряжение вдоль линии без потерь остается неизменным. Мощность, передаваемая потребителю, сопротивление токоприемников которого равно волновому сопротивлению линии, принято называть натуральной. В режиме натуральной мощности зарядная мощность линии идет на покрытие потерь в индуктивном сопротивлении линии. В случае передачи мощности меньше натуральной и $Q_2 \neq 0$ в промежуточных точках линии наблюдается повышение напряжения за счет избытка зарядной мощности. При этом реактивная мощность в конце линии совпадает по направлению с активной, а в начале -

имеет противоположное направление. Если по линии передается мощность больше натуральной, то реактивная мощность по концам линии изменяет свое направление. В этом случае зарядной мощности линии недостаточно для покрытия потерь в индуктивном сопротивлении, и в промежуточных точках наблюдается снижение напряжения. [3]

В данной работе исследовали 3 режима: натуральной мощности, меньше натуральной мощности и большой натуральной мощности при различных перепадах напряжения в линии.

Полученные данные сравнили с расчетными. Результаты показаны в виде графиков зависимости передаваемой мощности от протекаемой реактивной мощности (рис.1,2).

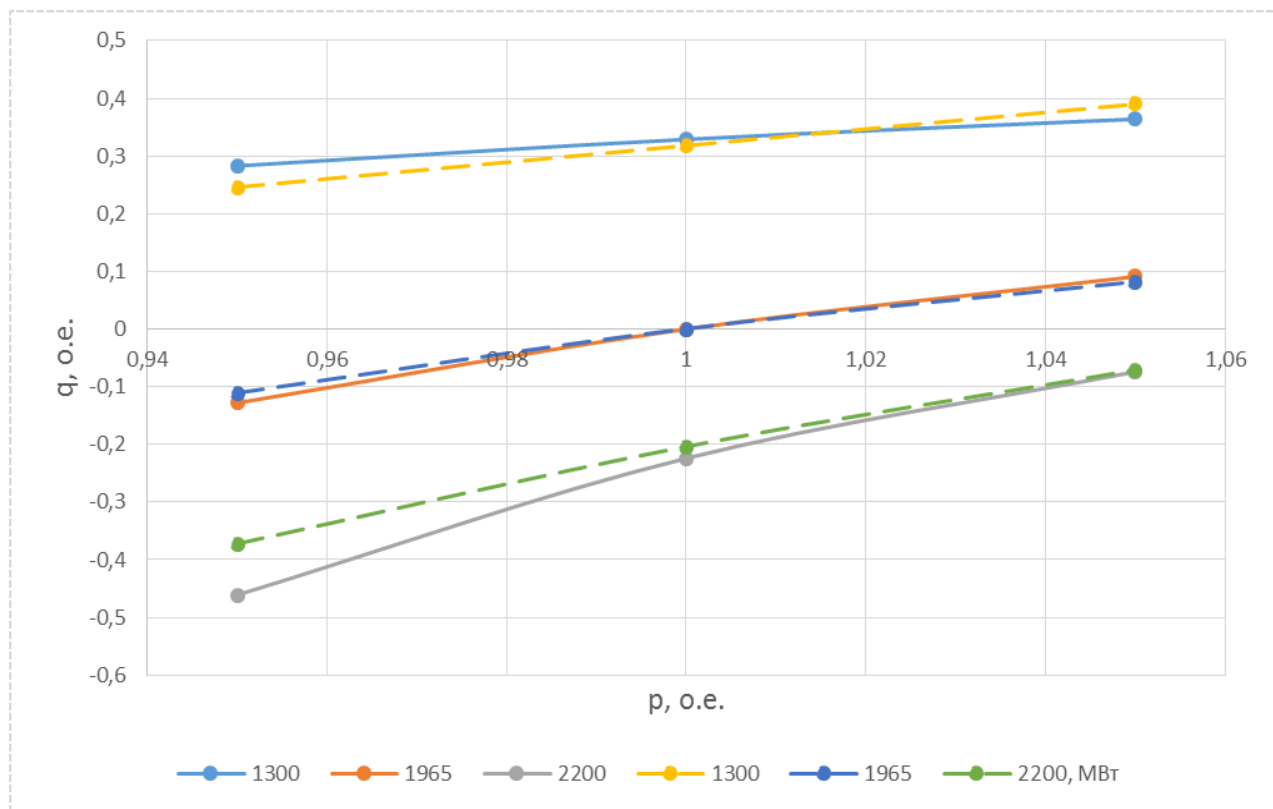


Рисунок 2 График зависимости реактивной мощности от передаваемой активной мощности (измеренные данные и расчетные данные)

Выводы

По приведенным выше результатам видно, что расчетные данные совпадают с данными полученными из модели. Вид приведенных зависимостей объясняется тем, что в режиме натуральной мощности и перепадом напряжения равном 1 наблюдается баланс емкостной и индуктивной составляющей реактивной мощности. [1] При изменении режима от натурального, этот баланс нарушается. При режиме отличным от натурального появляется избыток либо емкостной составляющей, либо индуктивной.

Литература

1. Ананичева С. С., Бартоломей П.И., Мызин А.Л.. Передача электроэнергии на дальние расстояния: Учебное пособие. Екатеринбург: УГТУ—УПИ, 1993, 80 с.
2. Горячев В.Я. Элементы электроэнергетических систем в среде MatLAB – SIMULINK – SIMPOWERSYSTEMS: Издательство ПГУ. Пенза 2009, 240 с.
3. Червинский Л.Л., Золотой А.А., Зорич А.М. Электропередачи: лабораторные работы. / Под ред. В.Т. Федина – Минск: УП “Технопринт”, 2002.

УДК 621.3

ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ВДОЛЬ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, СОДЕРЖАЩЕЙ ПРОДОЛЬНУЮ ЕМКОСТНУЮ КОМПЕНСАЦИЮ

Крапивина Т.С., Мацкевич М.О.

Научный руководитель: к. т. н., доцент Старжинский А. Л.

Для изучения и анализа установившихся режимов электропередачи переменного тока требуется ее физическая модель, чтобы получить наиболее точные результаты. В данной работе предлагается использовать имитационное моделирование, осуществляемое в среде Simulink. Simulink – это графическая среда, позволяющая при помощи блок-диаграмм в виде направленных графов, строить динамические модели, включая дискретные, непрерывные и гибридные, нелинейные и разрывные системы. Интерактивная среда Simulink, позволяет использовать уже готовые библиотеки блоков для моделирования электросиловых, механических и гидравлических систем, а также применять развитый модельно-ориентированный подход при разработке систем управления, средств цифровой связи и устройств реального времени. Simulink интегрирован в среду MATLAB, что позволяет использовать встроенные математические алгоритмы, мощные средства обработки данных и научную графику.

В данной работе исследуется распределение напряжения вдоль протяженной линии электропередачи, содержащей продольную емкостную компенсацию. Система дальней электропередачи, смоделированной в программе представлена на рисунке 1.

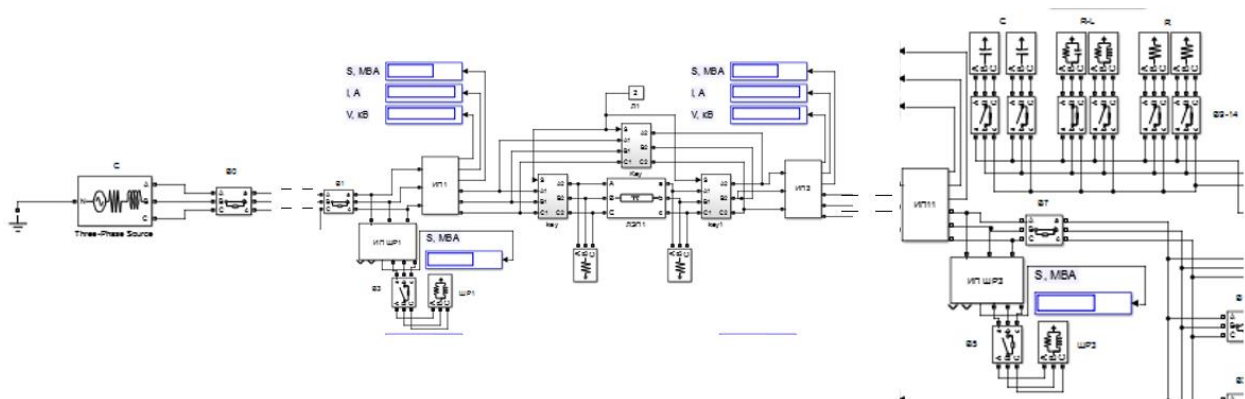


Рисунок 1. Модель электропередачи, протяженной ЛЭП

Линию, номинальным напряжением 750кВ и маркой провода 5хАС-240/56, длиной 1200 км разбиваем на участки по 300 км для удобства, а также учитывая тот факт, при длине линии менее 300 км ее можно представить в виде П-образной схемы замещения, выполненной из сосредоточенных элементов. При рассмотрении возможности передачи электрической энергии на большое расстояние приходится сталкиваться с двумя основными вопросами: сохранение устойчивости параллельной работы генераторов удаленной электростанции и приемной системы, а также ограничением напряжений в промежуточных точках ЛЭП. Продольная емкостная компенсация (ПЭК) служит для повышения пропускной способности системы электропередачи, эффективность которой зависит от сопротивления генераторов удаленной электростанции, длины линии и места установки ПЭК.

При протекании мощности через ПЭК на обкладках конденсатора возникает падение напряжения ΔU

$$\Delta U = - \frac{Qx_c + jPx_c}{U}$$

Т.е. падение напряжения будет зависеть от величины P (активная мощность в конце линии), Q (реактивная мощность в конце линии), X_c (реактивное сопротивление конденсаторного пункта) и U (напряжение). [3]

Рассмотрим, каким образом будет распределяться напряжение вдоль линии при установке ПЭК в промежуточных точках при $l_1 = 300, 600, 900$ км в режиме холостого хода, а также при передаче мощности меньше натуральной и равной натуральной. Полученные данные представим в виде графиков (рисунок 3-5).

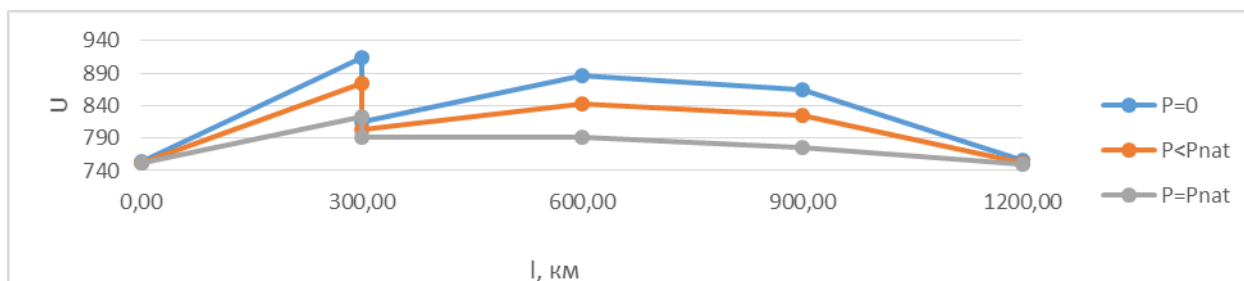


Рисунок 3. Эпюра распределения напряжения вдоль линии при $l_1=300$ км.

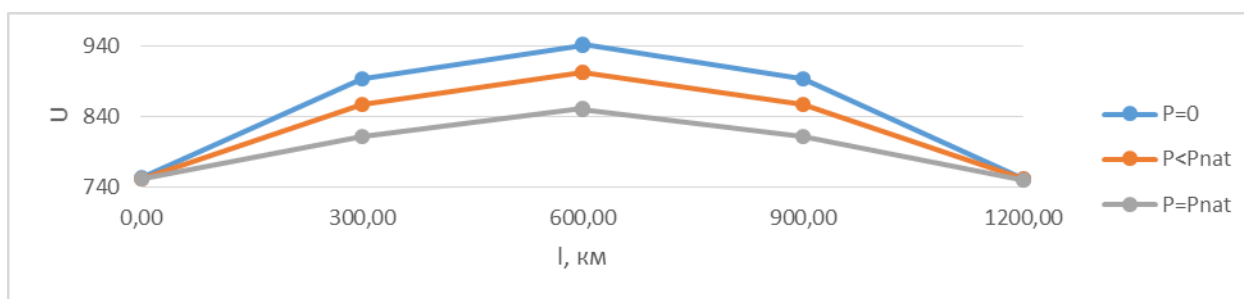


Рисунок 4. Эпюра распределения напряжения вдоль линии при $l_1=600$ км.

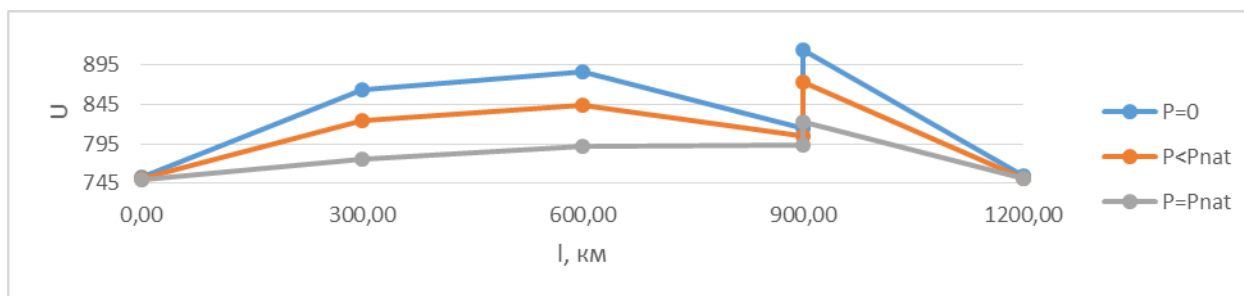


Рисунок 5. Эпюра распределения напряжения вдоль линии при $l_1=900$ км.

Анализируя полученные эпюры можно сделать вывод: падение напряжения на обкладках ПЭК зависит от его места расположения в линии. При этом при установке ПЭК в середину линии падение напряжения приблизительно равно нулю, т.к. в данной точке реактивная мощность отсутствует. Величина падения напряжения зависит от протекаемой мощности по линии. Максимальное падение напряжения происходит при режиме холостого хода.

Литература

1. Ананичева С. С., Бартоломей П.И., Мызин А.Л. Передача электроэнергии на дальние расстояния: Учебное пособие. Екатеринбург: УГТУ—УПИ, 1993, 80 с.
2. Горячев В.Я. Элементы электроэнергетических систем в среде MatLAB – SIMULINK – SIMPOWERSYSTEMS: Издательство ПГУ. Пенза 2009, 240 с.
3. Червинский Л.Л., Золотой А.А., Зорич А.М. Электропередачи: лабораторные работы. / Под ред. В.Т. Федина – Минск: УП “Технопринт”, 2002.

УДК 621.3

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ПОЛУВОЛНОВОЙ ЛИНИИ НА ПЭВМ

Янушкевич К.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А.Л.

На сегодняшний день существует ряд программных комплексов, которые позволяют без труда решать различного рода задачи. Одной из программ, позволяющей моделировать электроэнергетические системы, является MatLAB – Simulink – SimPowerSystems. В данной работе исследуются режимы полуволновой линии. Система дальней электропередачи, смоделированной в программе, представлена на рисунке 1.

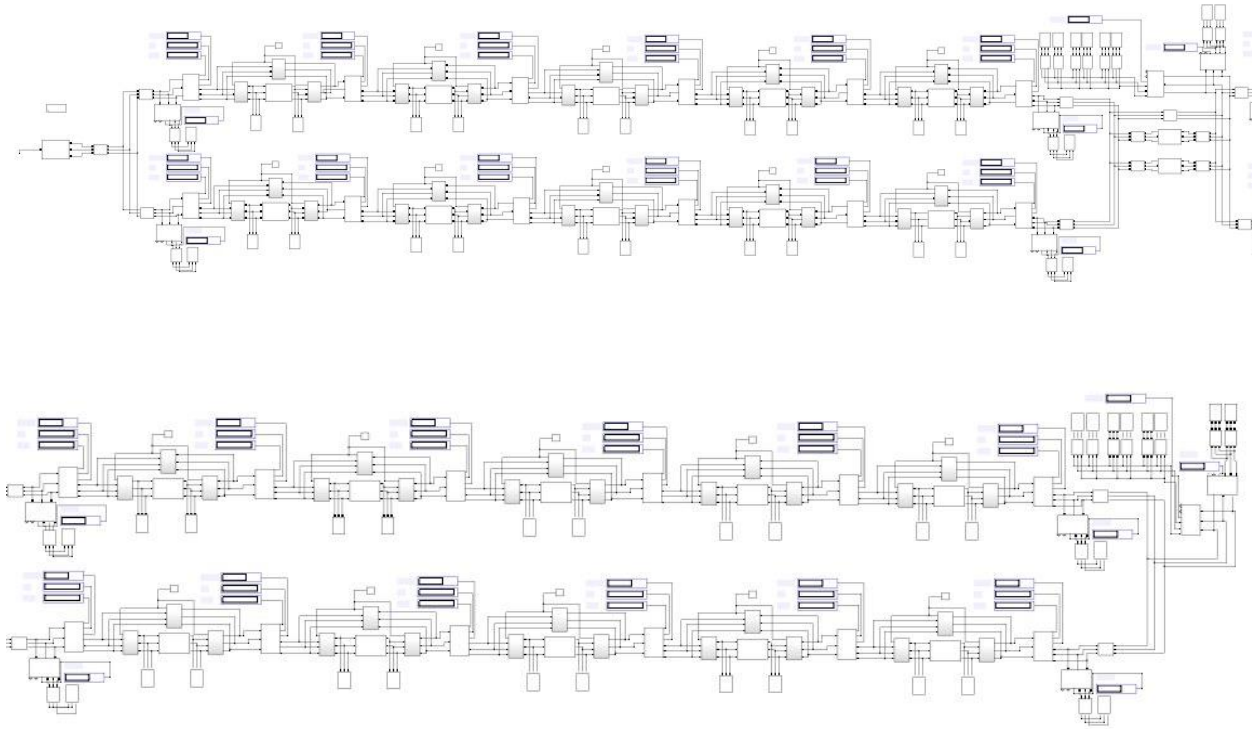


Рисунок 1

Линию номинальным напряжением 750кВ и маркой провода 5хАС-240/56, работающей при частоте 50 Гц, длиной 3000 км разбиваем на участки по 300 км, поскольку в таком случае каждый участок может быть представлен в виде П-образной схемы замещения, выполненной из сосредоточенных элементов. Библиотека MatLAB – Simulink содержит различные блоки, моделирующие источники энергии, трансформаторы, генераторы, линии электропередачи и другие элементы.

Для проведения необходимого эксперимента собирается цепь, состоящая из элементов, имитирующих работу реального оборудования. [2] Основными элементами модели являются: трехфазный источник напряжения «3-PhaseSource», измерительные приборы «ИП», комплекс переключений «Key», блоков «Three-PhasePISectionLine» моделей трехфазной сети с первичными параметрами и длиной, устанавливаемыми исследователем, блок трехфазный выключатель переменного тока «Three-Phase Breaker».

Для рассмотрения режима полуволны воспользуемся уравнениями линии без потерь, выраженными через фазные значения напряжений:

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_1 &= \underline{U}_2 \cos \alpha l + j \underline{I}_2 Z_B \sin \alpha l \\ \underline{I}_1 &= \underline{I}_2 \cos \alpha l + j \frac{\underline{U}_2}{Z_B} \sin \alpha l \end{aligned} \right\}, \quad (1)$$

В режиме полуволны $\alpha\ell = \pi$; ($\ell = 3000$ км). Тогда $\sin\alpha\ell = 0$, $\cos\alpha\ell = -1$. Следовательно, будем иметь

$$\underline{U}_1 = -\underline{U}_2; \underline{I}_1 = -\underline{I}_2; \quad (2)$$

Таким образом, при волновой длине линии без потерь, равной $\alpha\ell = \pi$ напряжения и токи по концам линии имеют одинаковые абсолютные значения, но сдвинуты по фазе на угол, равный 180° . Этот сдвиг остается неизменным при любом значении передаваемой мощности и не оказывает никакого влияния на работу трансформаторов и генераторов. Для того, чтобы это проверить использовали модель установки, работающую в четырёх режимах: холостой ход, передача натуральной мощности, передача мощности больше и меньше натуральной. Эпюры распределения напряжения и токов для всех режимов представлены на рисунках 2 и 3.

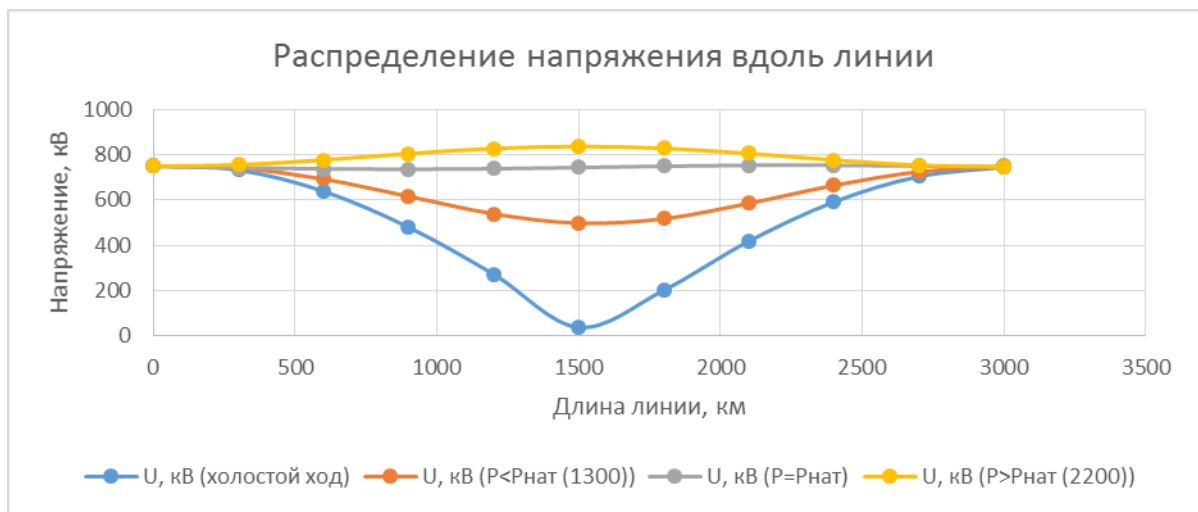


Рисунок 2 Эпюры распределения напряжения вдоль полуволновой линии при различных значениях передаваемой мощности

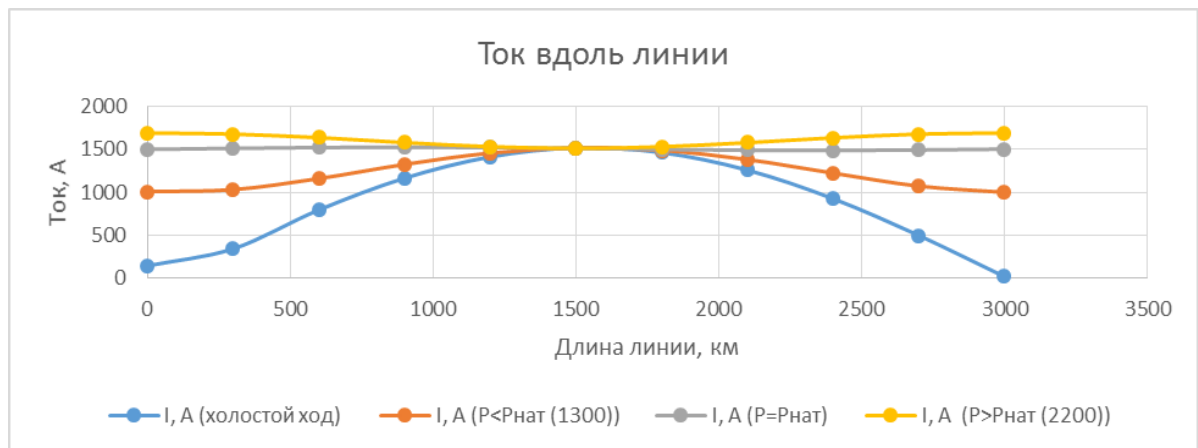


Рисунок 3 Эпюры распределения тока вдоль полуволновой линии при различных значениях передаваемой мощности

Выводы

Характерной особенностью полуволновой ЛЭП является то, что в режиме холостого хода наблюдаются колебания напряжения в промежуточных точках, и в середине линии оно практически равно нулю. При передаче натуральной мощности — номинальному её напряжению. При передаче мощности, меньше либо больше натуральной, отклонения напряжения в промежуточных точках имеют меньшую амплитуду изменений, чем при холостом ходе. В режиме холостого хода также отмечаются значительные колебания токов, при этом значения токов по концам линии равны нулю. При передаче мощности, отличной

от нуля, эти колебания уменьшаются, а при передаче натуральной мощности значение тока остаётся постоянным на протяжении всей линии. Таким образом, использование программного комплекса MatLAB позволяет наглядно изучить режимы работы электропередач различной длины и сопоставлять их с реальными значениями. Также это позволяет избежать погрешностей измерительного оборудования при работе на лабораторных установках.

Литература

1. Ананичева С. С., Бартоломей П.И., Мызин А.Л.. Передача электроэнергии на дальние расстояния: Учебное пособие. Екатеринбург: УГТУ—УПИ, 1993, 80 с.
2. Горячев В.Я. Элементы электроэнергетических систем в среде MatLAB – SIMULINK – SIMPOWERSYSTEMS: Издательство ПГУ. Пенза 2009 , 240 с.
3. Червинский Л.Л., Золотой А.А., Зорич А.М. Электропередачи: лабораторные работы. / Под ред. В.Т. Федина – Минск: УП “Технопринт”, 2002.

УДК 621

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ ХОЛОСТОГО ХОДА ПРОТЯЖЕННОЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ОСНОВЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА MATHLAB

Мороз А.С., Морозов А. Г.

Научный руководитель: к. т. н., доцент Старжинский А. Л.

В настоящее время в связи со стремительным развитием информационных технологий появилась возможность решения многих практических задач при помощи программных комплексов, позволяющих осуществлять математическое моделирование изучаемых физических процессов. Одной из сред, позволяющих моделировать электроэнергетические системы, является MatLAB – Simulink – SimPowerSystems.

MATLAB – это высокоуровневый язык и интерактивная среда для программирования численных расчетов и визуализации результатов. С помощью MATLAB можно создавать модели и приложения, разрабатывать алгоритмы, получать и анализировать данные.

Simulink-это интерактивный инструмент для моделирования, имитации и анализа различных динамических систем, в том числе электрических.

В данной работе исследуется режим холостого хода протяженной линии электропередачи. Система дальней электропередачи состоит из трехфазного источника питания, повышающего трансформатора, линии электропередачи, компенсирующих устройств (ШР, СТК).

Линию, номинальным напряжением 750кВ и маркой провода 5хАС-240/56 с дискретной длиной линии от 300 до 3000 км с интервалом 300 км. Протяженность линии варьируется в зависимости от варианта лабораторной работы.

Характерная особенность режима холостого при фиксированном напряжении в начале линии является повышение напряжения, возникающее в конце линии электропередачи, которое может оказаться опасным для изоляции, как самой линии, так и электрооборудования, установленного на ней.

Причиной возникновения этих перенапряжений служит так называемый емкостной эффект линии, обусловленный наличием емкостей между проводами фаз линии, а также между каждым проводом фазы и землей. Наличие емкостных проводимостей при проведении напряжения обуславливает генерирование в сеть реактивной мощности емкостного характера, которая называется зарядной мощностью линии.

В данной модели для расчета использовалась линия протяжённостью 2700 км. Результаты расчёта предоставим в виде таблиц 1.1. (КУ отключен) и 1.2. (КУ включен).

Таблица 1– Режим без КУ.

Без КУ							
L	300	900	1200	1800	2100	2400	2700
U	562,5	71,7	244,2	696,7	827,2	872,3	872,3
I	1364	1759	1692	1059	558,5	2,019	0,005
P	302,7	187	121,1	28,8	9,786	3,051	0,0076

Таблица 2 – Режим с КУ.

с КУ							
L	300	900	1200	1800	2100	2400	2700
U	588,4	159	168,6	554,7	684	750,7	750,7
I	1146	1631	1608	1134	716,4	231,2	231,2
P	315,3	318	271,5	102,5	30,96	2,63	1,134

По выше приведенным данным построены графики зависимости $U=f(l)$, $I=f(l)$, $P=f(l)$, представленные на рис.1.1,1.2,1.3,соответственно для режима с КУ и без.

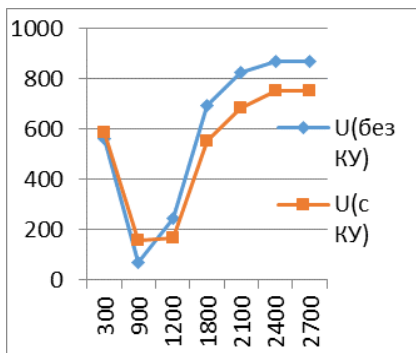


Рисунок 1

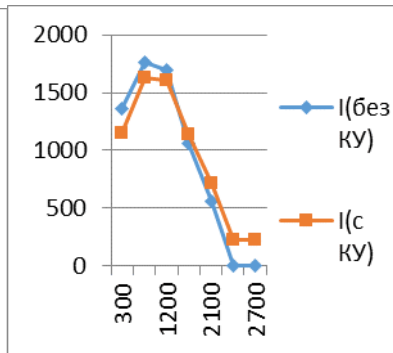


Рисунок 2

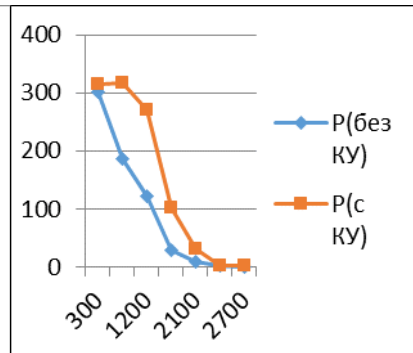


Рисунок 3.

Так как, выбранный нами вариант линии близок по длине к полуволновой, то график зависимости $U = f(l)$ приобретает вид несоответствующий графику на рис 1.4, это связано с тем, что для полуволновой линии свойственны колебания напряжения в промежуточных точках при изменении режима работы, что непосредственно следует из уравнений линии без потерь [1, ст. 93 рис. 2.10.].

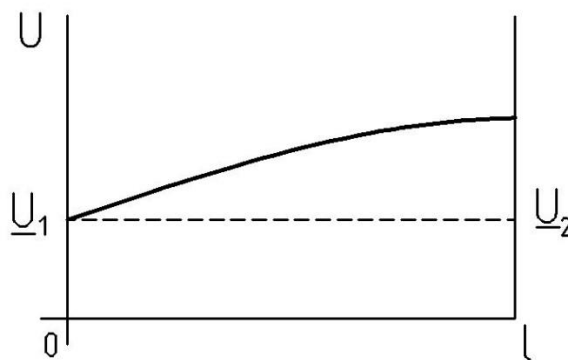


Рисунок 4

Литература

1. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Передача энергии и электропередачи. - М.: Адукация і вихаванне, 2003. - 544 с.

УДК 621.311

УСТРОЙСТВО И ВОЗМОЖНОСТИ ВИРТУАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ПРОТЯЖЁННОЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НА ОСНОВЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА MATLAB

Тараканова А.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Старжинский А. Л.

Виртуальная статическая модель электрической сети (ВСМЭС) представляет модель сети, созданная в среде программирования MATLAB, и отображающая основные свойства электрической сети в установившемся режиме. Модель конструируется с использованием интерактивного инструмента Simulink.

MATLAB – это высокоуровневый язык и интерактивная среда для программирования численных расчетов и визуализации результатов. С помощью MATLAB можно создавать модели и приложения, разрабатывать алгоритмы, получать и анализировать данные.

Simulink-это интерактивный инструмент для моделирования, имитации и анализа различных динамических систем, в том числе электрических.

В данной работе моделируется протяжённая ЛЭП 750 кВ с маркой провода 5хАС-240/56 (удельные первичные параметры: активное сопротивление $r_0=0,024$ Ом/км, реактивное сопротивление $x_0=0,308$ Ом/км, ёмкостная проводимость $b_0=3,76 \cdot 10^{-6}$ См/км) с дискретной длинной линии от 300 до 3000 км с интервалом 300 км и возможностью изменения её конфигурации и параметров. Линия воспроизводится цепочечной схемой замещения.

Для проверки работоспособности моделей проведём расчеты для схемы без активных потерь и схемы с активными потерями. Полученные результаты сравним с теоретическими данными.

Выполним проверку режима натуральной мощности. Для этого рассчитаем натуральную мощность для модели без потерь и для модели с потерями:

$$\Delta P_{k0} = 13 \text{ кВт/км};$$

$$g_0 = \Delta P_{k0} \cdot 10^{-3} / U^2 = 2,311 \cdot 10^{-8} \text{ См/км}.$$

Модель без потерь:

$$z_{\epsilon 1} = \sqrt{i \cdot x_0 / (i \cdot b_0)} = 286,208 \text{ Ом};$$

$$P_{\text{нат}} = U^2 / z_{\epsilon 1} = 1,965 \cdot 10^3 \text{ МВт}.$$

Модель с потерями:

$$z_{\epsilon 2} = \sqrt{(r_0 + i \cdot x_0) / (g_0 + i \cdot b_0)} = 286,455 - 10,262 \cdot i \text{ Ом};$$

$$S_{\text{нат}} = U^2 / Z_{B2} = 1,965 \cdot 10^3 - 70,257 \cdot i \text{ МВА}.$$

В данной модели для расчета использовалась линия протяжённостью 1500 км. Результаты расчёта предоставим в виде таблицы 1

Таблица 1– Натуральные режим моделей «Без потерь» и «С потерями»

Длина, км		0	300	600	900	1200	1500
U, кВ	«Без потерь»	750	750	750	750	750	750
	«С потерями»	750	740,1	730,2	720,5	710,8	701,1
P, МВт	«Без потерь»	1966	1966	1965	1965	1965	1965
	«С потерями»	1961	1909	1858	1809	1761	1714
Q, Мвар	«Без потерь»	-0,562	-0,776	-0,799	-0,62	-0,313	0
	«С потерями»	-72,36	-70,43	-68,17	-65,75	-63,41	-61,4

По выше приведенным данным можно сказать что результаты расчётов для модели без потерь и модели с учётом потерь соответствуют теоретическим положениям [1, ст. 29], таким как неизменность U, P и Q вдоль линии.

Исследуем изменение значений напряжения $U(l)$ и реактивной мощности $Q(l)$ вдоль протяжённой электропередачи:

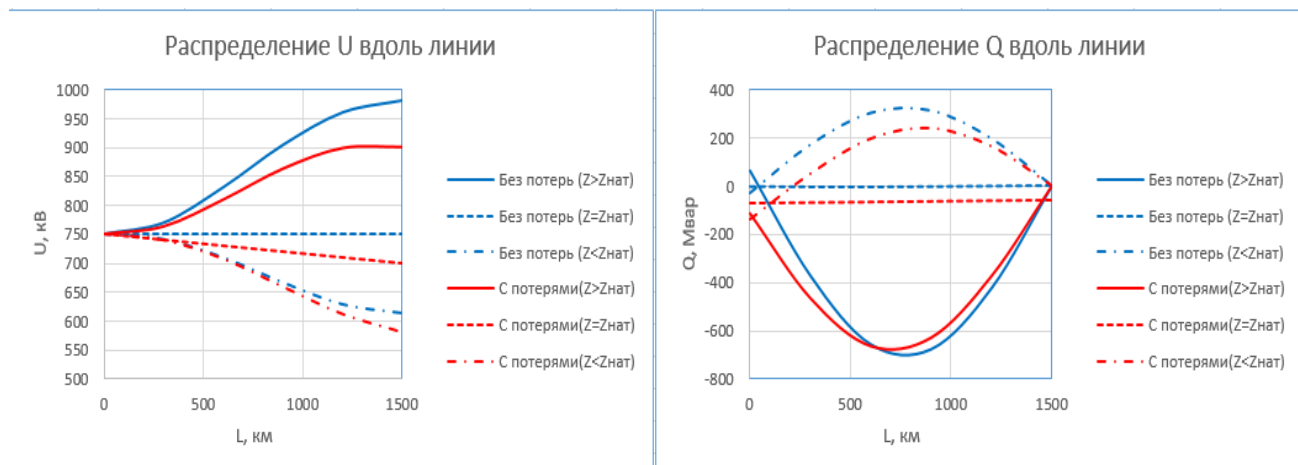


Рисунок 1. Распределение напряжения и реактивной мощности вдоль протяжённой электропередачи

Как видно на рис.1. в натуральном режиме значения напряжения и реактивной мощности для модели «без потерь» практически не изменяются. Это объясняется тем, что в модели отсутствуют активное сопротивление и проводимость, т.е. энергия магнитного поля равна энергии электрического поля (электромагнитное поле линии передачи полностью сбалансированно) [1, ст. 29]. В модели «с потерями» наличие данных элементов обуславливает падение напряжения вдоль протяжённой электропередачи. Отклонение режима протяжённой электропередачи от «натурального» обуславливает изменение баланса энергии магнитного поля и энергии электрического поля. Данные зависимости подтверждаются теоретическим сведениями, приведенным в [1, ст. 42-61].

Рассмотрим режим полуволны. Приведём эпюру распределения напряжения $U(l)$ вдоль протяжённой электропередачи.

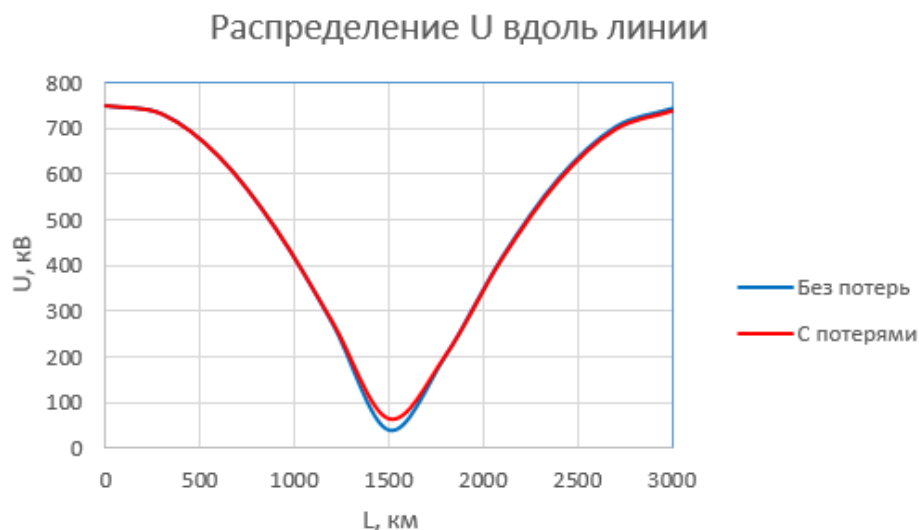


Рисунок 2. Распределение напряжения вдоль протяжённой электропередачи в режиме полуволны на холостом ходу

В режиме полуволны повышения напряжения вдоль холостой линии не возникает. Однако для полуволновой линии свойственны колебания напряжения в промежуточных точках при изменении режима работы, что непосредственно следует из уравнений линии без потерь [1, ст. 93 рис. 2.10.].

В заключение можно сказать что приведенные модели показывают соответствие основным теоретическим положениям по протяжённым электропередам. Выполненный сравнительный анализ позволяет использовать данные модели в качестве учебного материала для решения технических задач и научных исследований.

Литература

1. Поспелов Г.Е., Федин В.Т. Передача энергии и электропередачи. - М.: Адукацыя і выхаванне, 2003. - 544 с.

УДК 621.311

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

Севрук Д.А., Андралойть О.Ю.

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д.А.

В настоящее время энергетические потребности обеспечиваются в основном за счет трех видов энергоресурсов: органического топлива, воды и атомного ядра. Энергия воды и атомная энергия используются человеком после превращения ее в электрическую энергию. В то же время значительное количество энергии, заключенной в органическом топливе, используется в виде тепловой и только часть ее превращается в электрическую. Однако и в том и в другом случае высвобождение энергии из органического топлива связано с его сжиганием, а следовательно, и с поступлением продуктов горения в окружающую среду.

Воздействие тепловых электростанций на окружающую среду во многом зависит от вида сжигаемого топлива.

Твердое топливо. При сжигании твердого топлива в атмосферу поступают летучая зола с частицами недогоревшего топлива, сернистый и серный ангидриды, оксиды азота, некоторое количество фтористых соединений, а также газообразные продукты неполного сгорания топлива. Летучая зола в некоторых случаях содержит помимо нетоксичных составляющих и более вредные примеси. Так, в золе донецких антрацитов в незначительных количествах содержится мышьяк, а в золе Экибастузского и некоторых других месторождений — свободный диоксид кремния, в золе сланцев и углей Канско-Ачинского бассейна — свободный оксид кальция. К твердому топливу относятся уголь и торф.

Жидкое топливо. При сжигании жидкого топлива (мазотов) с дымовыми газами в атмосферный воздух поступают: сернистый и серный ангидриды, оксиды азота, соединения ванадия, солей натрия, а также вещества, удаляемые с поверхности котлов при чистке. С экологических позиций жидкое топливо более «гигиеничное». При этом полностью отпадает проблема золоотвалов, которые занимают значительные территории, исключают их полезное использование и являются источником постоянных загрязнений атмосферы в районе станции из-за уноса части золы с ветрами. В продуктах сгорания жидких видов топлива отсутствует летучая зола. К жидкому топливу относится природный газ.

В теплоэнергетике источником массированных атмосферных выбросов и крупнотоннажных твердых отходов являются теплоэлектростанции, предприятия и установки паросилового хозяйства, т. е. любые предприятия, работа которых связана со сжиганием топлива.

Наряду с газообразными выбросами теплоэнергетика производит огромные массы твердых отходов; к ним относятся зола и шлаки.

Отходы углеобогачительных фабрик содержат 55-60% SiO_2 , 22-26% Al_2O_3 , 5-12% Fe_2O_3 , 0,5-1% CaO , 4-4,5% K_2O и Na_2O и до 5% С. Они поступают в отвалы, которые пылят, дымят и резко ухудшают состояние атмосферы и прилегающих территорий.

Для электростанции, работающей на угле, требуется 3,6 млн т угля, 150 м³ воды и около 30 млрд м³ воздуха ежегодно. В приведенных цифрах не учтены нарушения окружающей среды, связанные с добычей и транспортировкой угля.

Если учесть, что подобная электростанция активно работает несколько десятилетий, то ее воздействие вполне можно сравнить с действием вулкана. Но если последний обычно выбрасывает продукты вулканизма в больших количествах разово, то электростанция делает это постоянно.

Загрязнение и отходы энергетических объектов в виде газовой, жидкой и твердой фазы распределяются на два потока: один вызывает глобальные изменения, а другой — региональные и локальные. Так же обстоит дело и в других отраслях хозяйства, но все же энергетика и сжигание ископаемого топлива остаются источником основных глобальных загрязнителей. Они поступают в атмосферу, и за счет их накопления изменяется концентрация малых газовых составляющих атмосферы, в том числе парниковых газов. В

атмосфере появились газы, которые ранее в ней практически отсутствовали - хлорфторуглероды. Это глобальные загрязнители, имеющие высокий парниковый эффект и в то же время участвующие в разрушении озонового экрана стратосферы.

Таким образом, следует отметить, что на современном этапе тепловые электростанции выбрасывают в атмосферу около 20% от общего количества всех вредных отходов промышленности. Они существенно влияют на окружающую среду района их расположения и на состояние биосферы в целом. Наиболее вредны конденсационные электрические станции, работающие на низкосортных видах топлива.

Сточные воды ТЭС и ливневые стоки с их территорий, загрязненные отходами технологических циклов энергоустановок и содержащие ванадий, никель, фтор, фенолы и нефтепродукты, при сбросе в водоемы могут оказать влияние на качество воды, водные организмы. Изменение химического состава тех или иных веществ приводит к нарушению установившихся в водоеме условий обитания и сказывается на видовом составе и численности водных организмов и бактерий и в конечном счете может привести к нарушениям процессов самоочищения водоемов от загрязнений и к ухудшению их санитарного состояния.

Представляет опасность и так называемое тепловое загрязнение водоемов с многообразными нарушениями их состояния. ТЭС производят энергию при помощи турбин, приводимых в движение нагретым паром. При работе турбин необходимо охлаждать водой отработанный пар, поэтому от энергетической станции непрерывно отходит поток воды, подогретой обычно на 8-12 °С и сбрасываемой в водоем. Крупные ТЭС нуждаются в больших объемах воды. Они сбрасывают в подогретом состоянии 80-90 м³/с воды. Это означает, что в водоем непрерывно поступает мощный поток теплой воды примерно такого масштаба, как река Москва.

Зона подогрева, образуемая в месте впадения теплой «реки», представляет собой своеобразный участок водоема, в котором температура максимальна в точке водосброса и уменьшается по мере удаления от нее. Зоны подогрева крупных ТЭС занимают площадь в несколько десятков квадратных километров. Зимой в зоне подогрева образуются полыньи (в северных и средних широтах). В летние месяцы температуры в зонах подогрева зависят от естественной температуры забираемой воды. Если в водоеме температура воды 20 °С, то в зоне подогрева она может достигнуть 28-32°С.

В результате повышения температур в водоеме и нарушения их естественного гидротермического режима интенсифицируются процессы «цветения» воды, уменьшается способность газов растворяться в воде, меняются физические свойства воды, ускоряются все химические и биологические процессы, протекающие в ней, и т. д. В зоне подогрева снижается прозрачность воды, увеличивается рН, увеличивается скорость разложения легко окисляющихся веществ. Скорость фотосинтеза в такой воде заметно понижается.

Несмотря на относительную дешевизну энергии, получаемой за счет гидроресурсов, доля их в энергетическом балансе постепенно уменьшается. Это связано как с истощением наиболее дешевых ресурсов, так и с большой территориальной емкостью равнинных водохранилищ. Считается, что в перспективе мировое производство энергии ГЭС не будет превышать 5% от общей.

Одной из важнейших причин уменьшения доли энергии, получаемой на ГЭС, является мощное воздействие всех этапов строительства и эксплуатации гидросооружений на окружающую среду.

По данным разных исследований, одним из важнейших воздействий гидроэнергетики на окружающую среду является отчуждение значительных площадей плодородных (пойменных) земель под водохранилища. В России, где за счет использования гидроресурсов производится не более 20% электрической энергии, при строительстве ГЭС затоплено не менее 6 млн га земель. На их месте уничтожены естественные экосистемы.

Значительные площади земель вблизи водохранилищ испытывают подтопление в результате повышения уровня грунтовых вод. Эти земли, как правило, переходят в категорию заболоченных. В равнинных условиях подтопленные земли могут составлять 10%

и более от затопленных. Уничтожение земель и свойственных им экосистем происходит также в результате их разрушения водой (абразии) при формировании береговой линии. Абразионные процессы обычно продолжаются десятилетиями, имеют следствием переработку больших масс почвогрунтов, загрязнение вод, заиление водохранилищ. Таким образом, со строительством водохранилищ связано резкое нарушение гидрологического режима рек, свойственных им экосистем и видового состава гидробионтов.

В водохранилищах резко усиливается прогревание вод, что интенсифицирует потерю ими кислорода и другие процессы, обуславливаемые тепловым загрязнением. Последнее, совместно с накоплением биогенных веществ, создает условия для зарастания водоемов и интенсивного развития водорослей, в том числе и ядовитых сине-зеленых. По этим причинам, а также вследствие медленной обновляемости вод резко снижается их способность к самоочищению.

Ухудшение качества воды ведет к гибели многих ее обитателей. Возрастает заболеваемость рыбного стада, особенно поражаемость гельминтами. Снижаются вкусовые качества обитателей водной среды.

Нарушаются пути миграции рыб, идет разрушение кормовых угодий, нерестилищ и т. п. Волга во многом потеряла свое значение как нерестилище для осетровых Каспия после строительства на ней каскада ГЭС.

В конечном счете, перекрытые водохранилищами речные системы из транзитных превращаются в транзитно-аккумулятивные. Кроме биогенных веществ здесь аккумулируются тяжелые металлы, радиоактивные элементы и многие ядохимикаты с длительным периодом жизни. Продукты аккумуляции делают проблематичной возможность использования территорий, занимаемых водохранилищами, после их ликвидации.

Водохранилища оказывают заметное влияние на атмосферные процессы. Например, в засушливых (аридных) районах испарение с поверхности водохранилищ превышает испарение с равновеликой поверхности суши в десятки раз.

С повышенным испарением связано понижение температуры воздуха, увеличение туманных явлений. Различие тепловых балансов водохранилищ и прилегающей суши обуславливает формирование местных ветров типа бризов. Эти, а также другие явления имеют следствием смену экосистем (не всегда положительную), изменение погоды. В ряде случаев в зоне водохранилищ приходится менять направление сельского хозяйства. Например в южных районах нашей страны некоторые теплолюбивые культуры (бахчевые) не успевают вызревать, повышается заболеваемость растений, ухудшается качество продукции.

Издержки гидростроительства для среды заметно меньше в горных районах, где водохранилища обычно невелики по площади. Однако в сейсмоопасных горных районах водохранилища могут провоцировать землетрясения. Увеличивается вероятность оползневых явлений и вероятность катастроф в результате возможного разрушения плотин.

В силу специфики технологии использования водной энергии гидроэнергетические объекты преобразуют природные процессы на весьма длительные сроки. Например водохранилище ГЭС (или система водохранилищ в случае каскада ГЭС) может существовать десятки и сотни лет, при этом на месте естественного водотока возникает техногенный объект с искусственным регулированием природных процессов - природно-техническая система (ПТС).

Рассматривая воздействие ГЭС на окружающую среду, следует все же отметить жизнеспасающую функцию ГЭС. Так, выработка каждого млрд кВтч электроэнергии на ГЭС вместо ТЭС приводит к уменьшению смертности населения на 100-226 чел./год.

Ядерная энергетика в настоящее время может рассматриваться как наиболее перспективная. Это связано как с относительно большими запасами ядерного топлива, так и со щадящим воздействием на среду. К преимуществам относится также возможность строительства АЭС, не привязываясь к месторождениям ресурсов, поскольку их транспортировка не требует существенных затрат в связи с малыми объемами. Достаточно отметить, что 0,5 кг ядерного топлива позволяет получать столько же энергии, сколько сжигание 1000 т каменного угля.

Многолетний опыт эксплуатации АЭС во всех странах показывает, что они не оказывают заметного влияния на окружающую среду. К 1998 г. среднее время эксплуатации АЭС составило 20 лет. Надежность, безопасность и экономическая эффективность атомных электростанций опирается не только на жесткую регламентацию процесса функционирования АЭС, но и на сведение до абсолютного минимума влияния АЭС на окружающую среду.

При нормальной работе АЭС выбросы радиоактивных элементов в окружающую среду крайне незначительны. В среднем, они в 2-4 раза меньше, чем от ТЭС одинаковой мощности.

До Чернобыльской катастрофы в нашей стране никакая отрасль производства не имела меньшего уровня производственного травматизма, чем АЭС. За 30 лет до трагедии при авариях, и то не по радиационным причинам, погибло 17 человек. После 1986 г. главную экологическую опасность АЭС стали связывать с возможностью аварии. Хотя вероятность их на современных АЭС и невелика, но она не исключается.

Несомненно, что в ближайшей перспективе тепловая энергетика будет оставаться преобладающей в энергетическом балансе мира и отдельных стран. Велика вероятность увеличения доли углей и других видов менее чистого топлива в получении энергии. Некоторые пути и способы их использования позволяют существенно уменьшать отрицательное воздействие на среду. Эти способы базируются в основном на совершенствовании технологий подготовки топлива и улавливания вредных отходов. В их числе:

1. Использование и совершенствование очистных устройств.
2. Уменьшение поступления соединений серы в атмосферу посредством предварительного обессеривания (десульфурации) углей и других видов топлива (нефть, газ, горючие сланцы) химическими или физическими методами.
3. Большие и реальные возможности уменьшения или стабилизации поступления загрязнений в среду связаны с экономией электроэнергетики.
4. Не менее значимы возможности экономии энергии в быту и на производстве за счет совершенствования изоляционных свойств зданий. Крайне расточительно использование электрической энергии для получения тепла. Поэтому прямое сжигание топлива для получения тепла, особенно газа, намного рациональнее, чем через превращение его в электричество, а затем вновь в тепло.
5. Заметно повышается также КПД топлива при его использовании вместо ТЭС на ТЭЦ. + Использование альтернативной энергетики
6. Использование по возможности альтернативных источников энергии.

Литература

1. Экология: учебник / В. Н. Большаков [и др.]; под ред. Г. В. Тягунова, Ю. Г. Ярошенко. 2-е изд., перераб. и доп. М. : Университетская книга: Логос, 2010. 504 с.
2. Экология: (Адаптированный курс для бакалавров) / В. Н. Большаков [и др.]; под ред. Г. В. Тягунова, Ю. Г. Ярошенко. М. : КНОРУС, 2014. 377 с.
3. Абрамов А.И. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций: Учеб. пособие /А.И.Абрамов, Д.П. Елизаров, А.Н.Ремезов и др. М.: Изд-во МЭИ, 2001. 378 с.
4. Экология энергетики: Учебное пособие/Под общей редакцией В.Я.Путилова. М.: Изд-во МЭИ, 2003. 716 с.
5. Лабеиш В.Г. Природоохранные технологии в теплоэнергетике. / В.Г. Лабеиш. СПб.: СЗТУ, 2002. 82с.
6. Рихтер Л.А. Охрана водного и воздушного бассейнов ТЭС./ Л.А. Рихтер, Э.П. Волков, В.Н. Покровский. М.: Энергия, 2001. 296с.
7. Жабо В.В. Охрана окружающей среды на ТЭС и АЭС./ В.В.Жабо. М.: Энергоатомиздат, 2012. 240с
8. Рихтер Л.А. Вспомогательное оборудование тепловых электростанций. /Л.А. Рихтер, Д.П. Елизаров, Н.В. Шубин. М.: Энергоатомиздат, 2007.226с.

УДК 621.311

ПРОИЗВОДСТВО И ХРАНЕНИЕ ВОДОРОДА

Чернюк Д.В., Мысливец А.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д.А.

Водород практически не встречается в природе в чистой форме и должен извлекаться из других соединений с помощью различных химических методов. Разнообразие способов получения водорода является одним из главных преимуществ водородной энергетики, так как повышает энергетическую безопасность и снижает зависимость от отдельных видов сырья. К ним относятся паровая конверсия метана и природного газа, газификация угля, электролиз воды, пиролиз, частичное окисление, биотехнологии. В данный момент наиболее доступным и дешёвым процессом является паровая конверсия.

Производство водорода можно осуществлять из различных источников сырья. Например, таких, как углеводороды (природный газ, уголь), биомасса, мусор, металлы, водоросли.

Благодаря паровой конверсии природного газа / метана можно получать водород разной чистоты: 95-98% или особо чистый. В зависимости от дальнейшего использования водород получают под различным давлением: от 1,0 до 4,2 МПа. Сырьё (природный газ или легкие нефтяные фракции) подогревается до 350-400° в конвективной печи или теплообменнике и поступает в аппарат десульфирования. Конвертированный газ из печи охлаждается в печи-утилизаторе, где вырабатывается пар требуемых параметров. После ступеней высокотемпературной и низкотемпературной конверсии СО газ поступает на адсорбцию СО₂ и затем на метанирование остаточных оксидов. В результате получается водород 95-98,5% чистоты с содержанием в нем 1-5% метана и следов СО и СО₂. В том случае, если требуется получить особо чистый водород, установка дополняется секцией адсорбционного разделения конвертированного газа. В отличие от предыдущей схемы конверсия СО здесь одноступенчатая. Газовая смесь, содержащая Н₂, СО₂, СН₄, Н₂О и небольшое количество СО, охлаждается для удаления воды и направляется в адсорбционные аппараты, заполненные цеолитами. Все примеси адсорбируются в одну ступень при температуре окружающей среды. В результате получают водород со степенью чистоты 99,99%. Давление получаемого водорода составляет 1,5-2,0 МПа. В настоящее время данным способом производится примерно половина всего водорода. Себестоимость процесса \$2-5 за килограмм водорода. В будущем возможно снижение цены до \$2-\$2,50, включая доставку и хранение.

Газификация угля – старейший способ получения водорода. Уголь нагревают при температуре 800°-1300° Цельсия без доступа воздуха. Первый газогенератор был построен в Великобритании в 40-х годах XIX века. США предполагают построить электростанцию по проекту FutureGen, которая будет работать на продуктах газификации угля. Электричество будут вырабатывать топливные элементы, используя в качестве горючего водород, получающийся в процессе газификации угля. В декабре 2007 г. была определена площадка для строительства первой пилотной электростанции проекта FutureGen. В Иллинойсе будет построена электростанция мощностью 275 МВт. Общая стоимость проекта \$1,2 млрд. На электростанции будет улавливаться и храниться до 90 % СО₂. Себестоимость процесса \$2-\$2,5 за килограмм водорода. В будущем возможно снижение цены до \$1,50, включая доставку и хранение.

Водород из биомассы получается термохимическим, или биохимическим способом. При термохимическом методе биомассу нагревают без доступа кислорода до температуры 500°-800° (для отходов древесины), что намного ниже температуры процесса газификации угля. В результате процесса выделяется Н₂, СО и СН₄. Себестоимость процесса \$5-\$7 за килограмм водорода. В будущем возможно снижение до \$1,0-\$3,0. В биохимическом процессе водород вырабатывают различные бактерии, например, *Rodobacter speriodes*. Возможно применение различных энзимов для ускорения производства водорода из

полисахаридов (крахмал, целлюлоза), содержащихся в биомассе. Процесс проходит при температуре 30° Цельсия при нормальном давлении. Себестоимость водорода около \$2 за кг.

В октябре 2006 года Лондонское Водородное Партнёрство опубликовало исследование о возможности производства водорода из муниципального и коммерческого мусора. Согласно исследованию, в Лондоне можно ежедневно производить 141 тонну водорода как пиролизом, так и анаэробным сбраживанием мусора. Из муниципального мусора можно производить 68 тонн водорода.

В 2007 году Университет Purdue (США) разработал метод производства водорода из воды при помощи алюминиевого сплава. Сплав алюминия с галлием формируется в пеллеты. Пеллеты помещают в бак с водой. В результате химической реакции производится водород. Галлий создаёт вокруг алюминия плёнку, предотвращающую окисление алюминия. В результате реакции создаётся водород и оксид алюминия. Из одного фунта (≈ 453 г) алюминия можно получать более 2 кВт·ч энергии от сжигания водорода и более 2 кВт·ч тепловой энергии во время реакции алюминия с водой. В будущем, при использовании электроэнергии атомных реакторов 4-го поколения, себестоимость водорода, получаемого в ходе реакции, станет эквивалента цене бензина \$3 за галлон ($\approx 3,8$ л).

Учёные калифорнийского университета в Беркли (UC Berkeley) 1999 году обнаружили, что если водорослям не хватает кислорода и серы, то процессы фотосинтеза у них резко ослабевают, и начинается бурная выработка водорода. Водород может производить группа зелёных водорослей, например, *Chlamydomonas reinhardtii*. Водоросли могут производить водород из морской воды, или канализационных стоков.

Хранение водорода – одно из промежуточных звеньев в жизненном цикле водорода от его производства до потребления. Разработка наиболее экономичных и эффективных способов хранения водорода представляет собой одну из главных технологических проблем водородной энергетики. Как правило, водород хранят в сжиженном, абсорбированном либо сжатом газообразном состоянии. Основные проблемы, требующие решения при разработке технологий хранения водорода, имеют отношение к обеспечению их рентабельности и безопасности, что напрямую связано с химическими и физическими свойствами водорода.

Хранение водорода может использоваться и как технология сглаживания естественных колебаний в объёмах электрической энергии, получаемой за счёт возобновляемых источников энергии, таких как ветер или солнце. Вырабатываемый в пиковые периоды избыток электрической энергии используется для получения водорода методом электролиза, а в периоды снижения выработки электроэнергии этот водород используется как топливо. КПД данной операции, однако, достаточно низок по сравнению, например, с гидроаккумулирующими электростанциями.

Наиболее перспективным методом считается хранение водорода в абсорбированном состоянии. Большинство материалов позволяют сорбировать не более 7-8 % водорода в массовой доле. В настоящее время разрабатывается несколько способов увеличения этого показателя. Добились успеха в этом Adam Phillips и Bellave Shivaram — они описали процесс синтеза композитного вещества на основе металлического титана, у которого способность сорбировать до 12,4 % водорода (массы).

Компьютерное моделирование показало возможность хранения водорода в бакиболах (кластерных углеродных структурах). Бакиболы являются представителями фуллеренов.

Достаточно необычный, но при этом весьма недорогой способ хранения водорода – с использованием карбонизированных волокон куриных перьев.

Ученые из Lawrence Berkeley National Laboratory совместно с Министерством энергетики США (U.S. Department of Energy) разработали новый композитный материал, состоящий из наночастиц магния и кристаллической решетки полиметилметакрилата.

Литература

1. Экология: учебник / В. Н. Большаков [и др.]; под ред. Г. В. Тягунова, Ю. Г. Ярошенко. 2-е изд., перераб. и доп. М. : Университетская книга: Логос, 2010. 504 с.

2. Экология: (Адаптированный курс для бакалавров)/ В. Н. Большаков [и др.]; под ред. Г. В. Тягунова, Ю. Г. Ярошенко. М. : КНОРУС, 2014. 377 с.
3. Абрамов А.И. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций: Учеб. пособие /А.И.Абрамов, Д.П. Елизаров, А.Н.Ремезов и др. М.: Изд-во МЭИ, 2001. 378 с.
4. Экология энергетики: Учебное пособие/Под общей редакцией В.Я.Путилова. М.: Изд-во МЭИ, 2003. 716 с.

УДК 621.311

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОГО УЩЕРБА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Буценко М.А., Кудёлка В.В.

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д.А.

Эколого-экономический ущерб и его последствия могут проявляться в различных видах – в ухудшении здоровья человека из-за употребления загрязненной воды, загрязнения воздуха и пр. (социальный ущерб), в снижении урожайности в сельском хозяйстве на загрязненных выбросами промышленности землях, в уменьшении сроков службы металлического оборудования из-за коррозии и др. При измерении ущерба, нанесенного природе, вначале выявляются ухудшения в натуральных показателях, а затем дается их экономическая интерпретация.

Одной из важнейших экономических задач является минимизация экологического ущерба. В настоящее время имеется несколько экономических подходов, позволяющих оценить экологическое воздействие.

Во-первых – использование имеющихся (рыночных) цен для оценки воздействия на товары и услуги, при котором возможно применение следующих методов:

- изменение продуктивности, производительности (уменьшение урожайности в сельском хозяйстве, сокращение уловов рыбы, уменьшение прироста биомассы и деградация лесов и пр.);

- ухудшение качества жизни, или «метод потери дохода» (рост заболеваемости, смертности, ухудшение условий рекреации и пр.);

- альтернативная стоимость;

- сокращение сроков службы имущества (зданий, оборудования и пр.).

Во-вторых – оценка, основанная на использовании величины непосредственных затрат, расходов.

Второе направление, основанное на затратах, очевидно и не нуждается в дополнительных комментариях. Рассмотрим более подробно подход к оценке экологического воздействия, связанный с использованием имеющихся (рыночных) цен.

С использованием всех вышеперечисленных в этом подходе методов возможно получение натуральных показателей, достаточно объективно отражающих ухудшение экологической ситуации и экологический ущерб, которые могут быть оценены в стоимостной форме. Достоинство перечисленных подходов – возможность использования рыночной цены для оценки воздействия на товары и услуги. Здесь обычно применяют прямые методы анализа затрат и выгод с учетом экологических последствий воздействия проектов. Воздействия могут сказываться, как на природные системы (сельское хозяйство, лесное хозяйство, рыболовство), так и на искусственно созданные – антропогенные системы (здания, сооружения, производства в производственном и бытовом секторах).

В результате изменения качества природных ресурсов и состояния окружающей природной среды происходит изменение производительности, продуктивности природных и антропогенных систем, возможно изменение производственных затрат в этих системах.

Эти изменения влияют на объемы производства и на колебания цен, а возможные физические изменения могут быть оценены в стоимостной форме.

Метод изменения продуктивности является продолжением традиционного анализа эффективности «затраты–выгоды» при котором физические изменения производства оценивают с применением рыночных цен на используемую и производимую продукцию. Этот метод используется в двух случаях: когда оценивается абсолютная величина воздействия и когда воздействие оценивается в «приростной» форме. В первом случае сопоставляются два варианта: имеется экологическое воздействие или его нет. Например, загрязнение воздуха в результате работы предприятия приводит к снижению урожайности сельскохозяйственных угодий. Здесь требуется оценка изменения продуктивности земли, что

возможно при сопоставлении урожайности аналогичных по качеству почвы участков вблизи завода и в чистом районе.

При оценке изменения продуктивности при уже имеющемся экологическом воздействии оценивается, как правило, не абсолютная величина экологических изменений, а только ее часть, непосредственно связанная с воздействием, оказываемым реализуемым проектом, понесенными затратами. Здесь оценка изменения воздействия носит «приростный» характер. Например, стоки промышленного предприятия приводят к загрязнению реки и уменьшению в ней количества рыбы. Увеличение мощности предприятия и возможное увеличение загрязненных стоков может еще больше уменьшить численность рыбы. В рассматриваемых условиях, при оценке дополнительного экологического воздействия оценивают лишь разницу между уже уменьшившимся количеством рыбы и количеством рыбы, которое имеет место после увеличения мощности упомянутого предприятия.

Оценка экологического воздействия, учитывающая изменение качества жизни, базируется на расчете потери дохода и подобна оценке изменения производительности. В качестве объекта экологического воздействия выступают люди, состояние их здоровья. Их производительность может изменяться в результате изменения состояния окружающей среды (загрязнение воды и воздуха, шумовое воздействие) и соответственно состояния их здоровья. И здесь возможна стоимостная оценка ряда показателей:

- потеря доходов (заработной платы) в результате заболеваемости;
- затраты на медицинское обслуживание, лекарства и пр.;
- получение выгод благодаря предотвращению негативных экологических воздействий.

Литература

1. Экология: учебник / В. Н. Большаков [и др.]; под ред. Г. В. Тягунова, Ю. Г. Ярошенко. 2-е изд., перераб. и доп. М. : Университетская книга: Логос, 2010. 504 с.
2. Экология: (Адаптированный курс для бакалавров)/ В. Н. Большаков [и др.]; под ред. Г. В. Тягунова, Ю. Г. Ярошенко. М. : КНОРУС, 2014. 377 с.
3. Абрамов А.И. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций: Учеб. пособие /А.И.Абрамов, Д.П. Елизаров, А.Н.Ремезов и др. М.: Изд-во МЭИ, 2001. 378 с.
4. Экология энергетики: Учебное пособие/Под общей редакцией В.Я.Путилова. М.: Изд-во МЭИ, 2003. 716 с.

УДК 621.311

ГЛЮКОНИКА – ЭНЕРГИЯ БУДУЩЕГО

Гулида В. Д.

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д. А.

Современная энергетика – это использование природных ресурсов в интересах цивилизации, но в ущерб самой природе. И чем дальше, тем масштаб этого ущерба все катастрофичнее. Поэтому будущее за глюконикой – энергетикой, которая работает по природным законам.

На земле существует универсальное преобразование энергии, кардинально отличающееся от всех ее видов использования человеком сегодня. В живой природе принципы получения, преобразования и использования энергии абсолютно иные. Они основаны на химических реакциях. Начиная с поглощения кванта света в процессе, именуемом фотосинтезом. При этом суммарное количество энергии, производимой фотосинтезом на земле, превышает мощность всех электростанций во много раз. В результате процессов, которые называют биохимическими, живые существа двигаются, видят, слышат, мыслят, наконец.

Для осуществления всего этого в живой природе имеется одно универсальное топливо – глюкоза. Решение комплекса проблем, возникающих при переходе к гликогену как универсальному топливу потребует значительных затрат и усилий. Однако после перехода на гликогенную энергетику и состыковку с ней фундаментальных технологий, используемых цивилизацией, человечество сможет развиваться в гармонии с природой очень долгое время.

Универсальным первичным источником энергии в мире живого является Солнце. Поглощение квантов света осуществляется в фотосинтезе, в результате которого синтезируется глюкоза, являющаяся универсальным биологическим топливом. Для длительного хранения энергии глюкоза преобразуется в свои производные: в растениях в ветвящуюся (дендримерную) молекулу альфа-глюкозы крахмал, у животных в дендример альфа-глюкозы -- гликоген.

Крахмал накапливается в клетках растений. Эти молекулы образуют запас питательных веществ, в то время как молекулы мономеров глюкозы не откладываются про запас, а либо преобразуются в полимерные формы (линейную -- целлюлоза или дендримерную -- крахмал и гликоген), либо быстро расходуются. В промышленности глюкозу получают гидролизом крахмала. Общая масса крахмала, синтезируемого в течение года природой, оценивается в сотни миллиардов тонн.

Гликоген – главная форма запасаания углеводов у животных. Гликоген – полисахарид, откладывающийся в виде гранул в цитоплазме клеток и расщепляющийся до глюкозы при недостатке ее в организме. Гликоген запасается больше всего в печени (до 6% от массы печени) и в мышцах (порядка 1% массы мышц).

Целлюлоза – это клетчатка, главный строительный материал растительного мира, образующий клеточные стенки деревьев и других высших растений. В состав одной макромолекулы крахмала входит от нескольких сотен до нескольких тысяч звеньев, а в состав молекулы целлюлозы – свыше 10000 звеньев. Целлюлоза образует волокна, которые придают растению жесткость и прочность. Так, волокно целлюлозы прочнее, чем стальная проволока такого же диаметра.

Целлюлоза, крахмал и гликоген имеют одинаковую химическую формулу, однако физические и биологические свойства их существенно отличаются. В организмах они утилизируются разными ферментами.

Возможно ли в цивилизации создание энергетики, основанной на тех же принципах, что и энергетика в живой природе, с использованием универсального топлива – глюкозы? Детальный анализ этой проблемы с участием экспертов в различных областях знаний показал, что это безусловно возможно. Непреодолимых технологических трудностей нет.

Название новой области энергетики – глюконика – представляется наиболее правильным и естественным.

Само собой разумеется, глюконика – комплексная проблема. Подобно тому, как для развития электроэнергетики необходимо было создать целый ряд связанных друг с другом систем (генераторов, электромоторов, энергосетей, передающих энергию на большие расстояния, электростанций, трансформаторов и так далее), для создания глюконики как индустрии также необходимо будет создать целый ряд технологий, первое поколение которых должно быть завершено более или менее одновременно. К таким системам можно отнести:

1) Получение глюкозы с помощью фотосинтеза. Оно не представляет проблем, так как на земном шаре в растениях и в фитопланктоне производятся десятки тысяч тонн глюкозы в секунду.

2) Перевод глюкозы в формы, способные сохраняться длительное время и удобные к перевозке или перемещению по глюкопроводам. Такими формами могут быть гликоген, крахмал и другие производные глюкозы. При этом целесообразно использовать ферментативные процессы, существующие в природе.

3) Утилизация глюкозы, ее разложение. Эти процессы необходимо выделить в отдельный процесс.

4) Состыковка полученной в результате разложения глюкозы энергии с технологиями. Прежде всего такими технологиями должны быть превращение химической энергии глюкозы и продуктов ее разложения в механическую и электрическую энергии. В природе такие процессы известны. Мышца преобразует энергию, запасенную в гликогене, в механическую энергию. Электрический скат преобразует энергию глюкозы в электроэнергию. Возможны и другие формы стыковки, аналогичные тем, которые используются в живой природе. Например, превращение энергии глюкозы в цветовые картины и гаммы осуществляется в организме хамелеона. Восприятие зрительных сигналов происходит в глазу. И так далее. Создание индустрии глюконики, предлагаемое в настоящей статье, есть не что иное, как использование в технике уже существующих в природе механизмов запаса энергии. Поэтому в перспективе глюконика является ничуть не менее глобальной энергетикой, чем атомные, тепловые и гидроэлектростанции, по всем показателям.

Особый интерес представляет стыковка гликолитической энергетики с нанотехнологиями. В случае, если такая стыковка будет осуществлена, молекулы, обеспечивающие снабжение энергией, и механизмы утилизации энергии будут иметь одинаковые масштабы – нанометры. Это само по себе открывает колоссальные перспективы для технологий. Особенно с учетом того, что эти механизмы функционируют в живой природе исключительно эффективно.

Переход цивилизации к способам генерации и преобразования энергии, подобным тем, которые осуществляются в природе, является естественным. Более того, в стратегической перспективе неизбежным. Такому переходу просто нет разумной альтернативы. Само собой разумеется, создание глюконики потребует значительных финансовых средств и когерентных усилий всего интеллектуального человечества. Перевод энергетики на глюконика (с использованием глюкозы и ее производных в качестве универсального топлива) может занять 20 и более лет. Перевод технологий на принципы подобные тем, которые используются в живой природе, может потребовать и большее время, но тоже в масштабах не веков, а десятилетий. Однако такие солидарные усилия человечества и финансовые затраты окупятся сторицей. Потому что после этого техногенная цивилизация сможет развиваться и существовать, находясь в гармонии с природой.

В том, что касается глюконики, ситуация совершенно иная. Эффективность ее использования доказана жизнью в самом буквальном значении этого слова. Глюконика – это энергетика будущего человечества, она является универсальной системой генерации, хранения и использования энергии в живой природе. Использование в качестве универсального топлива глюкозы абсолютно необходимо для того, чтобы техногенная

цивилизация существовала тысячи, а возможно, и миллионы лет, а не вымерла от нарастающего с каждым годом дисбаланса с природой.

Литература

1. Магаршак, Ю. Б. Глюконика – энергетика будущего / Ю. Б. Магаршак // Энергия: экономика, техника. – 2017. – № 9. – С. 62–66.

УДК 621.311

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ТРАДИЦИОННОЙ ЭНЕРГЕТИКИ И ИХ ПОСЛЕДСТВИЯ

Журун Е.И., Лазаревич И.А

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д.А.

Основная часть электроэнергии производится в настоящее время на тепловых электростанциях (ТЭС). Далее обычно идут гидроэлектростанции (ГЭС) и атомные электростанции (АЭС).

1) Тепловые электростанции. В большинстве стран мира доля электроэнергии, вырабатываемой на ТЭС больше 50 %. В качестве топлива на ТЭС обычно используются уголь, мазут, газ, сланцы. Ископаемое топливо относится к невозобновимым ресурсам. Согласно многим оценкам угля на планете хватит на 100–300 лет, нефти на 40–80 лет, природного газа на 50–120 лет.

Для ТЭС характерно высокое радиационное и токсичное загрязнение окружающей среды. Это обусловлено тем, что обычный уголь, его зола содержат микропримеси урана и ряда токсичных элементов в значительно больших концентрациях, чем земная кора.

При строительстве крупных ТЭС или их комплексов загрязнение еще более значительно. При этом могут возникать новые эффекты, например, обусловленные превышением скорости сжигания кислорода над скоростью его образования за счет фотосинтеза земных растений на данной территории, или вызванные увеличением концентрации углекислого газа в приземном слое.

Из ископаемых источников топлива наиболее перспективным является уголь (его запасы огромны по сравнению с запасами нефти и газа). Основные мировые запасы угля сосредоточены в России, Китае и США. При этом основное количество энергии в настоящее время вырабатывается на ТЭС за счет использования нефтепродуктов. Таким образом, структура запасов ископаемого топлива не соответствует структуре его современного потребления при производстве энергии. В перспективе – переход на новую структуру потребления ископаемого топлива (угля) вызовет значительные экологические проблемы, материальные затраты и изменения во всей промышленности. Ряд стран уже начал структурную перестройку энергетики.

2) Гидроэлектростанции. Основные достоинства ГЭС – низкая себестоимость вырабатываемой электроэнергии, быстрая окупаемость (себестоимость примерно в 4 раза ниже, а окупаемость в 3–4 раза быстрее, чем на ТЭС), высокая маневренность, что очень важно в периоды пиковых нагрузок, возможность аккумуляции энергии.

Но даже при полном использовании потенциала всех рек Земли можно обеспечить не более четверти современных потребностей человечества. В России используется менее 20 % гидроэнергетического потенциала. В развитых странах эффективность использования гидроресурсов в 2–3 раза выше, т. е. здесь у России есть определенные резервы. Однако сооружение ГЭС (особенно на равнинных реках) приводит ко многим экологическим проблемам. Водохранилища, необходимые для обеспечения равномерной работы ГЭС, вызывают изменения климата на прилегающих территориях на расстояниях до сотен километров, являются естественными накопителями загрязнений.

В водохранилищах развиваются сине-зеленые водоросли, ускоряются процессы эвтрофикации, что приводит к ухудшению качества воды, нарушает функционирование экосистем. При строительстве водохранилищ нарушаются естественные нерестилища, происходит затопление плодородных земель, изменяется уровень подземных вод.

Более перспективным является сооружение ГЭС на горных реках. Это обусловлено более высоким гидроэнергетическим потенциалом горных рек по сравнению с равнинными реками. При сооружении водохранилищ в горных районах не изымаются из землепользования большие площади плодородных земель.

3) Атомные электростанции. АЭС не вырабатывают углекислого газа, объем других загрязнений атмосферы по сравнению с ТЭС также мал. Количество радиоактивных веществ, образующихся в период эксплуатации АЭС, сравнительно невелико. В течение длительного времени АЭС представлялись как наиболее экологически чистый вид электростанций и как перспективная замена ТЭС, оказывающих влияние на глобальное потепление. Однако процесс безопасной эксплуатации АЭС еще не решен. С другой стороны, замена основной массы ТЭС на АЭС для устранения их вклада в загрязнение атмосферы в масштабе планеты не осуществима из-за огромных экономических затрат.

Чернобыльская катастрофа привела к коренному изменению отношения населения к АЭС в регионах размещения станций или возможного их строительства. Поэтому перспектива развития атомной энергетики в ближайшие годы неясна. Среди основных проблем использования АЭС можно выделить следующие:

1. Безопасность реакторов. Все современные типы реакторов ставят человечество под угрозу риска глобальной аварии, подобной Чернобыльской. Такая авария может произойти по вине конструкторов, из-за ошибки оператора или в результате террористического акта. Принцип внутренней самозащищенности активной зоны реактора в случае развития аварии по худшему сценарию с расплавлением активной зоны должен быть непреложным требованием при проектировании реакторов. Ядерная технология сложна. Потребовались годы анализа и накопленного опыта, чтобы просто осознать возможность возникновения некоторых типов аварий.

2. Снижение эмиссии диоксида углерода. Считается, что вытеснение тепловых электростанций атомными поможет решить проблему снижения выбросов диоксида углерода, одного из главных парниковых газов, способствующих потеплению климата на планете. Однако, на самом деле, электростанции с комбинированным циклом на природном газе не только намного экономичнее, чем АЭС, но и при одних и тех же затратах достигается значительно большее снижение выбросов диоксида углерода, чем при использовании атомной энергии с учетом всего топливного цикла (потребление энергии при добыче и обогащении урана, изготовлении ядерного топлива и других затрат на «входе» и «выходе»).

3. Снятие с эксплуатации реакторов на АЭС. К 2010 г. половина из работающих в мире АЭС имела возраст 25 лет и более. После этого предполагается процедура снятия с эксплуатации реакторов. По данным Всемирной ядерной ассоциации (WNA), более 130 промышленных ядерных установок уже выведены из эксплуатации, либо ожидают этой процедуры. И во всех случаях возникает проблема утилизации радиоактивных отходов, которые надо надежно изолировать и хранить длительный срок в специальных хранилищах. Многие эксперты считают, что эти расходы могут сравняться с расходами на строительство АЭС.

4. Опасность использования АЭС для распространения ядерного оружия. Каждый реактор производит ежегодно плутоний в количестве, достаточном для создания нескольких атомных бомб. В отработавшем ядерном топливе (ОЯТ), которое регулярно выгружается из реакторов, содержится не только плутоний, но и целый набор опасных радиационных элементов.

Литература

1. Экология: учебник / В. Н. Большаков [и др.]; под ред. Г. В. Тягунова, Ю. Г. Ярошенко. 2-е изд., перераб. и доп. М. : Университетская книга: Логос, 2010. 504 с.
2. Экология: (Адаптированный курс для бакалавров)/ В. Н. Большаков [и др.]; под ред. Г. В. Тягунова, Ю. Г. Ярошенко. М. : КНОРУС, 2014. 377 с.
3. Абрамов А.И. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций: Учеб. пособие /А.И.Абрамов, Д.П. Елизаров, А.Н.Ремезов и др. М.: Изд-во МЭИ, 2001. 378 с.

УДК 621.311

РАССЕИВАНИЕ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРЕ

Козак С. И., Курьянович С. Д.

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д.А.

В первоначальный момент загрязняющее вещество, выбрасываемое из трубы, представляет собой клуб дыма (факел выброса). В случае если вещество имеет плотность меньше или приблизительно равную плотности воздуха, то вероятнее всего направление движения загрязняющего вещества (ЗВ) будет совпадать со скоростью и направлением движения воздуха, если вещество тяжелее воздуха, то оно будет оседать. Промышленные выбросы обычно представляют собой смесь воздуха с относительно малым количеством загрязняющих веществ. Наиболее частым случаем является движение загрязненной струи вместе с горизонтальным перемещением воздушных масс.

Изменение концентрации загрязняющих веществ по мере удаления от устья источника загрязнения зависит от высоты и интенсивности перемешивания воздушных масс. По мере удаления от трубы концентрация по оси факела уменьшается, а размеры факела в перпендикулярном направлении к оси увеличиваются. Начальная точка соприкосновения струи загрязненного воздуха с поверхностью земли является началом зоны загрязнения, после этого концентрация ЗВ над поверхностью земли начинает нарастать, достигая максимума на расстояниях 10 – 40 высот трубы, что связано с выпадением из факела примесей, достигающих поверхности земли в данный момент, а также примесями, ранее достигшими земли и продолжающие свое движение по направлению ветра. Скорость ветра на установленной высоте, при которой приземная концентрация от источника примеси достигает максимального значения – называется опасной скоростью ветра. При штиле и малых скоростях ветра факел выброса поднимается на большую высоту и не попадает в приземные слои воздуха. При сильном ветре дымовой факел активно перемешивается с большим объемом воздуха. Таким образом, между штилем и высокой скоростью ветра есть такая опасная скорость ветра при которой дымовой факел, прижимаясь к земле на определенном расстоянии, создает наибольшую величину приземной концентрации.

После достижения максимального значения, концентрация ЗВ начинает сначала быстро, а потом медленно уменьшаться обычно обратно пропорционально расстоянию от источника. Максимальная концентрация прямо пропорциональна производительности источника и обратно пропорциональна расстоянию от источника.

На рассеивание загрязняющих веществ влияет множество факторов. Прежде всего оно зависит от высоты трубы и от высоты подъема дымовых газов над устьем трубы. Высота подъема газов зависит от скорости выхода газозооной смеси. Вредные вещества распространяются по направлению ветра в пределах сектора, ограниченного довольно малым углом раскрытия факела вблизи выхода из трубы в 10 – 20 °. Если принять, что угол раскрытия не меняется с расстоянием, то площадь поперечного сечения факела должна возрастать пропорционально квадрату расстояния (факел уширяется).

Сильное влияние на уровень приземной концентрации оказывает температурная стратификация атмосферы, т. е. вертикальное распределение температуры. В обычных условиях днем земная поверхность прогревается и за счет конвекционного обмена нагревает нижний приземный слой воздуха. В этих условиях по мере подъема вверх температура падает на 0,6 °С на каждые 100 м. Ночью при ясной погоде поверхность земли отдает тепло в окружающее пространство. Земная поверхность охлаждается и, одновременно охлаждает приземный слой воздуха, который остывает быстрее верхних слоев. В результате происходит инверсия (поворот) распределения температур. Температура воздуха с высотой повышается.

При обычном градиенте температур, создаются благоприятные условия для «всплывания» выбросов, восходящие потоки более теплого воздуха интенсифицируют перемешивание газов. В условиях инверсии эти процессы ослабляются, что способствует накоплению примесей в приземном слое.

Вредные вещества, выбрасываемые с дымовыми газами, переносятся и рассеиваются в атмосфере в зависимости от метеорологических, климатических, рельефа местности и характера расположения на ней объектов предприятия, высоты дымовых труб и аэродинамических параметров выбросных газов.

Литература

1. Экология: учебник / В. Н. Большаков [и др.]; под ред. Г. В. Тягунова, Ю. Г. Ярошенко. 2-е изд., перераб. и доп. М. : Университетская книга: Логос, 2010. 504 с.
 2. Экология: (Адаптированный курс для бакалавров)/ В. Н. Большаков [и др.]; под ред. Г. В. Тягунова, Ю. Г. Ярошенко. М. : КНОРУС, 2014. 377 с.
- Абрамов А.И. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций: Учеб. пособие /А.И.Абрамов, Д.П. Елизаров, А.Н.Ремезов и др. М.: Изд-во МЭИ, 2001. 378 с.

УДК 621.311

ТЕХНОЛОГИЯ ПРОИЗВОДСТВА И ХРАНЕНИЯ БИОТОПЛИВА

Михайлюк А.А., Захаревич Р.А.

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д.А.

Биотопливо – это источник альтернативной энергии, который производится из биологического сырья.

Существует несколько видов подобного топлива, которые отличаются по своему физическому состоянию, это:

- жидкое биотопливо.
- твердое биотопливо.
- газообразное биотопливо.

Биотопливо, кроме различия по физическим свойствам, различаются еще по двум типам, это:

Биотопливо первого поколения – производится из сельскохозяйственных культур (кукуруза, сахарный тростник, рапс, соя и т.д.), что создает конкуренцию прочим сельскохозяйственным культурам, используемых для пищи человека.

Биотопливо второго поколения – в этом случае используется сырье, которое не используется человеком в качестве пищи. Это отработанные жиры и масла, деревья, трава.

Распространение данных видов топлива напрямую связано с использованием биодизеля и биоэтанола, который является хоть и не в полной мере, но все же заменителем бензина.

Биогаз образуется с помощью бактерий в процессе разложения органического материала при анаэробных (без доступа воздуха) условиях и представляет собой смесь метана и других газов. Теплотворная способность одного кубометра биогаза составляет в зависимости от содержания метана 20-25 МДж/м³, что эквивалентно сгоранию 0,6-0,8 литра бензина, 1,3-1,7 кг дров или использованию 5 - 7 кВт электроэнергии.

Технология производства биогаза заключается в следующем. Биомасса (отходы или зеленая масса) периодически подаются с помощью насосной станции или загрузчика в реактор. Реактор представляет собой подогреваемый и утепленный резервуар, оборудованный миксерами. Стройматериалом для промышленного резервуара чаще всего служит железобетон или сталь с покрытием. В малых установках иногда используются композиционные материалы. В реакторе живут полезные бактерии, питающиеся биомассой. Продуктом жизнедеятельности бактерий является биогаз. Для поддержания жизни бактерий требуется подача корма, подогрев до 35-38 °С и периодическое перемешивание. Образующийся биогаз скапливается в хранилище (газгольдере), затем проходит систему очистки и подается к потребителям (котел или электрогенератор). Реактор работает без доступа воздуха, герметичен и неопасен.

Для сбраживания некоторых видов сырья в чистом виде требуется особая двухстадийная технология. Например, птичий помет, спиртовая барда не перерабатываются в биогаз в обычном реакторе. Для переработки такого сырья необходим дополнительно реактор гидролиза. Такой реактор позволяет контролировать уровень кислотности, таким образом бактерии не погибают из-за повышения содержания кислот или щелочей. Возможна переработка этих же субстратов по одностадийной технологии, но при коферментации (смешивании) с другими видами сырья, например, с навозом или силосом.

Существуют промышленные и кустарные установки. Промышленные установки отличаются от кустарных наличием механизации, систем подогрева, гомогенизации, автоматики. Наиболее распространенный промышленный метод — анаэробное сбраживание в метантенках.

Обычно биогаз выходит из реакторов неравномерно и с малым давлением (не более 5 кПа). Этого давления с учетом гидравлических потерь газотранспортной сети недостаточно для нормальной работы газоиспользующего оборудования. К тому же пики производства и

потребления биогаза не совпадают по времени. Наиболее простое решение ликвидации излишка биогаза – сжигание его в факельной установке, однако при этом безвозвратно теряется энергия. Более дорогим, но в конечном итоге экономически оправданным способом выравнивания неравномерности производства и потребления газа является использование газгольдеров различных типов. Условно все газгольдеры можно подразделить на «прямые» и «непрямые». В «прямых» газгольдерах постоянно находится некоторый объем газа, закачиваемого в периоды спада потребления и отбираемого при пиковой нагрузке. «Непрямые» газгольдеры предусматривают аккумулирование не самого газа, а энергии промежуточного теплоносителя (воды или воздуха), нагреваемого продуктами сгорания сжигаемого газа, т.е. происходит накопление тепловой энергии в виде нагретого теплоносителя.

Биогаз в зависимости от его количества и направления последующего использования можно хранить под разным давлением, соответственно и газохранилища называются газгольдерами низкого (не выше 5 кПа), среднего (от 5 кПа до 0,3 МПа) и высокого (от 0,3 до 1,8 МПа) давления. Газгольдеры низкого давления предназначены для хранения газа при малоколеблющемся давлении газа и значительно изменяющемся объеме, поэтому их иногда называют газохранилищами постоянного давления и переменного объема (обеспечивается подвижностью конструкций). Газгольдеры среднего и высокого давления, наоборот, устраиваются по принципу неизменного объема, но меняющегося давления. В практике применения биогазовых установок наиболее часто используются газгольдеры низкого давления.

Вместимость газгольдеров высокого давления может быть различной – от нескольких литров (баллоны) до десятков тысяч кубических метров (стационарные газохранилища). Хранение биогаза в баллонах применяется, как правило, в случае использования газа в качестве горючего для транспортных средств. Основные преимущества газгольдеров высокого и среднего давления – небольшие габариты при значительных объемах хранимого газа и отсутствие движущихся частей, а недостатком является необходимость в дополнительном оборудовании: компрессорной установке для создания среднего или высокого давления и регуляторе давления для снижения давления газа перед горелочными устройствами газоиспользующих агрегатов.

Биоэтанол – это обычный этанол, получаемый в процессе переработки растительного сырья для использования в качестве биотоплива. Его производство схоже с производством пищевого спирта.

Современная промышленная технология получения спирта этилового из пищевого сырья включает следующие стадии:

- подготовка и измельчение крахмалистого сырья — зерна (ржи, пшеницы и т.п.)
- ферментация. На подавляющем большинстве спиртовых производств мира ферментативное расщепление крахмала до спирта при помощи дрожжей оставлено. Для этих целей применяются рекомбинантные препараты альфа-амилазы, полученные биоинженерным путем — глюкамилаза, амилосубтилин.
- брагоректификация. Осуществляется на разгонных колоннах (например, «Комсомолец»). Отходами бродильного производства являются барда и сивушные масла. Барда используется для производства кормов.

Реальной альтернативой этанолу в наши дни становится биобутанол, так как он обладает более высоким энергетическим потенциалом, менее летуч и может использоваться в автомобилях без каких-либо изменений в конструкции их двигателей. Так, гибридное топливо БИО100 представляет собой смесь 65% биоэтанола с добавлением третбутилового эфира. Такое моторное топливо снижает на 1/3 тепловую нагрузку на двигатель, повышая тем самым сроки его эксплуатации.

Биодизель, или биодизельное топливо — жидкое моторное биотопливо, представляющее из себя смесь моноалкильных эфиров жирных кислот. В основе технологии получения биодизельного топлива лежит реакция переэтерификации любого растительного масла, или животного жира, в присутствии катализатора в метиловые эфиры жирных кислот.

В качестве сырья используют масла рапса и ряда других культур. Себестоимость биодизельного топлива заведомо выше, чем аналогичных нефтепродуктов, но в регионах с теплым климатом, обеспечивающим успешное выращивание масличных культур, и не имеющих своего минерального сырья, такое производство может существовать и занимать ограниченный сектор рынка.

Есть технологии, позволяющие получить жидкое топливо (т.н. био-ойл) из древесины путем пиролиза. Однако многие фирмы, представляющие эту технологию, в качестве дизельного топлива предлагают пеструю смесь воды, кислот, тяжелых и легких смол и других продуктов пиролиза. При этом вводится понятие «скоростной пиролиз». Пиролиз – это химическая реакция, подчиняющаяся законам кинетики. Скоростного или замедленного пиролиза не существует. В технологии описанной выше имеют место иные явления. Скорость самого процесса пиролиза исчисляется секундами. Замедление или ускорение процесса связано со скоростью подвода тепла и доведения температуры до начала пиролиза. Естественно, что опилки прогреваются в падающем или взвешенном потоке быстрее, чем толстый кусок. Поскольку, древесный уголь является продуктом вторичных реакций, его получается меньше, а жидких продуктов больше. Достичь полного ожижения древесины удастся только под глубоким вакуумом, но продукты распада лабильны и, при соприкосновении с воздухом окисляются с саморазогревом и обугливаются. Успешные опыты по ожижению древесины гидрированием были осуществлены в Германии в 1943 году. Там были потрачены значительные силы и средства, связанные с дефицитом жидкого топлива в условиях войны. Но, несмотря на острую потребность в дизельном топливе, эти опыты не получили промышленной реализации из-за чрезмерной дороговизны такого топлива. Хранить биодизель более 3 месяцев не рекомендуется — разлагается.

Liquid-to-biofuel (биотопливо второго поколения). Различные виды топлива, получаемые различными методами пиролиза биомассы. Быстрый пиролиз позволяет превратить биомассу в жидкость, которую легче и дешевле транспортировать, хранить и использовать. Из жидкости можно произвести автомобильное топливо, или топливо для электростанций. Из биотоплив второго поколения, продающихся на рынке, наиболее известны BioOil производства канадской компании Dynamotive и SunDiesel германской компании CHOREN Industries GmbH. Однако пока эти проекты оказались финансово неустойчивыми.

Ряд специалистов считает, что смеси фирмы Dynamotive никак не могут рассматриваться как дизельное топливо. Их высокая кислотность и содержание тяжелых смол приводит к быстрому разрушению двигателей. Фирма SunDiesel (Германия) предпринимает попытки изготавливать дизельное топливо из растительных материалов через синтез Фишера-Тропша. Технически это осуществимо, но экономически не может конкурировать с минеральными аналогами.

Литература

1. Благутина В.В. Биоресурсы // Химия и жизнь – 2007. - №1. – С. 36-39
2. Малофеев В.М. Биотехнология и охрана окружающей среды: Учебное пособие. – М.: Издательство Арктос, 1998. – 188 с.
3. Мариненко Е.Е. Основы получения и использования биотоплива для решения вопросов энергосбережения и охраны окружающей среды в жилищно-коммунальном и сельском хозяйстве: Учебное пособие. – Волгоград: ВолгГАСА, 2003. - 100 с.
4. Стребков Д.С., Ковалев А.А. Биогазовые установки для обработки отходов животноводства. // Техника и оборудование для села – 2006. - №11. – С.28-30

УДК 621.311

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ И ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ

Михалевич Н.А., Побегуц А.Д.

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д.А.

Анализ перспектив развития мировой энергетики свидетельствует о заметном смещении приоритетных проблем в сторону всесторонней оценки возможных последствий влияния основных отраслей энергетики на окружающую среду, жизнь и здоровье населения.

Объекты энергетики, как и многие предприятия других отраслей промышленности, представляют собой источники неизбежного, потенциального, до настоящего времени практически количественно не учитываемого риска для населения и окружающей среды.

Энергетические объекты (топливно-энергетический комплекс вообще и объекты энергетики в частности) по степени влияния на окружающую среду принадлежат к числу наиболее интенсивно воздействующих на биосферу.

Отрицательные последствия воздействия энергетики на окружающую среду следует ограничивать некоторым минимальным уровнем, например, социально приемлемым допустимым уровнем. Должны работать экономические механизмы, реализующие компромисс между качеством среды обитания и социально-экономическими условиями жизни населения.

Бурное новое строительство и реконструкция существующих зданий и сооружений, интенсивное развитие транспорта, оживление промышленного сектора ставит все более сложные проблемы энергоснабжения. Решение их только за счет энергетических источников, использующих традиционные органические виды топлива, оказывается все менее оптимальным вариантом и с энергетической, и с экологической, и с экономической точек зрения.

Развитие систем энергоснабжения происходит в условиях значительного роста цен и тарифов на органическое топливо, тепловую и электрическую энергию. Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей осуществляются дорогостоящие мероприятия по реконструкции и строительству линий электропередач и трансформаторных подстанций.

С изменением структуры городского хозяйства, ускоренным развитием сферы обслуживания нарастают проблемы разуплотнения графика потребления электрической энергии, покрытия возрастающих пиковых нагрузок. Возникают «перекосы» в энергоснабжении различных районов мегаполисов, и многие частные потребители стремятся обеспечить себе независимость энергоснабжения путем строительства малых энергоустановок и котельных, работа которых приводит к ухудшению экологической обстановки.

Таким образом, главной проблемой энергетики остается её влияние на окружающую среду.

1) Экологические проблемы тепловой энергетики.

Воздействие тепловых электростанций на окружающую среду во многом зависит от вида сжигаемого топлива.

Твердое топливо. При сжигании твердого топлива в атмосферу поступают летучая зола с частицами недогоревшего топлива, сернистый и серный ангидриды, оксиды азота, некоторое количество фтористых соединений, а также газообразные продукты неполного сгорания топлива.

Уголь – самое распространенное ископаемое топливо на нашей планете. Кроме того, уголь распространен по всему миру более равномерно, и он более экономичен, чем нефть. Из угля можно получить синтетическое жидкое топливо. Однако себестоимость такой продукции будет значительно высока, т. к. процесс происходит при высоком давлении. У этого топлива есть одно неоспоримое преимущество – у него выше октановое число. Это означает, что экологически оно будет более чистым.

Торф. При энергетическом использовании торфа имеет место ряд отрицательных последствий для окружающей среды, возникающих в результате добычи торфа в широких масштабах. К ним, в частности, относятся нарушение режима водных систем, изменение ландшафта и почвенного покрова в местах торфодобычи, ухудшение качества местных источников пресной воды и загрязнение воздушного бассейна, резкое ухудшение условий существования животных. Значительные экологические трудности возникают и в связи с необходимостью перевозки и хранения торфа.

Жидкое топливо. При сжигании жидкого топлива (мазотов) с дымовыми газами в атмосферный воздух поступают: сернистый и серный ангидриды, оксиды азота, соединения ванадия, солей натрия, а также вещества, удаляемые с поверхности котлов при чистке. С экологических позиций жидкое топливо более «гигиеничное». При этом полностью отпадает проблема золоотвалов, а также в продуктах сгорания жидких видов топлива отсутствует летучая зола.

Природный газ. При сжигании природного газа существенным загрязнителем атмосферы являются оксиды азота. Однако выброс оксидов азота при сжигании на ТЭС природного газа в среднем на 20% ниже, чем при сжигании угля. Коэффициент избытка воздуха при сжигании угля ниже, чем при сжигании природного газа. Таким образом, природный газ является наиболее экологически чистым видом энергетического топлива и по выделению оксидов азота в процессе горения.

Таким образом, в качестве топлива на тепловых электростанциях используют уголь, нефть и нефтепродукты, природный газ и, реже, древесину и торф. Основными компонентами горючих материалов являются углерод, водород и кислород, в меньших количествах содержится сера и азот, присутствуют также следы металлов и их соединений (чаще всего оксиды и сульфиды).

Коэффициент полезного действия таких энергетических установок пока невелик и составляет 30–40 %, большая часть топлива сжигается впустую. Полученная энергия тем или иным способом используется и превращается, в конечном счете, в тепловую, т. е. помимо химического в биосферу поступает тепловое загрязнение.

2) Экологические проблемы гидроэнергетики.

Важнейшая особенность гидроэнергетических ресурсов по сравнению с топливно-энергетическими ресурсами – их непрерывная возобновляемость. Отсутствие потребности в топливе для ГЭС определяет низкую себестоимость вырабатываемой на ГЭС электроэнергии. Поэтому сооружению ГЭС, несмотря на значительные удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности и продолжительные сроки строительства, придавалось и придаётся большое значение, особенно когда это связано с размещением электроёмких производств.

Гидроэлектростанция – это комплекс сооружений и оборудования, посредством которых энергия потока воды преобразуется в электрическую энергию. ГЭС состоит из последовательной цепи гидротехнических сооружений, обеспечивающих необходимую концентрацию потока воды и создание напора, и энергетического оборудования, преобразующего энергию движущейся под напором воды в механическую энергию вращения, которая, в свою очередь, преобразуется в электрическую энергию.

Несмотря на относительную дешевизну энергии, получаемой за счет гидроресурсов, доля их в энергетическом балансе постепенно уменьшается. Это связано как с исчерпанием наиболее дешевых ресурсов, так и с большой территориальной емкостью равнинных водохранилищ.

Одной из важнейших причин уменьшения доли энергии, получаемой на ГЭС, является мощное воздействие всех этапов строительства и эксплуатации гидросооружений на окружающую среду.

По данным разных исследований, одним из важнейших воздействий гидроэнергетики на окружающую среду является отчуждение значительных площадей плодородных земель под водохранилища. Уничтожение земель и свойственных им экосистем происходит также в результате их разрушения водой (абразии) при формировании береговой линии. Таким

образом, со строительством водохранилищ связано резкое нарушение гидрологического режима рек, свойственных им экосистем и видового состава гидробионтов.

В водохранилищах резко усиливается прогревание вод, что интенсифицирует потерю ими кислорода и другие процессы, обусловливаемые тепловым загрязнением. По этим причинам, а также вследствие медленной обновляемости вод резко снижается их способность к самоочищению.

Ухудшение качества воды ведет к гибели многих ее обитателей. Возрастает заболеваемость рыбного стада, особенно поражаемость гельминтами. Снижаются вкусовые качества обитателей водной среды.

Нарушаются пути миграции рыб, идет разрушение кормовых угодий, нерестилищ и т. п. Волга во многом потеряла свое значение как нерестилище для осетровых Каспия после строительства на ней каскада ГЭС.

В конечном счете, перекрытые водохранилищами речные системы из транзитных превращаются в транзитно-аккумулятивные. Кроме биогенных веществ здесь аккумулируются тяжелые металлы, радиоактивные элементы и многие ядохимикаты с длительным периодом жизни. Продукты аккумуляции делают проблематичной возможность использования территорий, занимаемых водохранилищами, после их ликвидации.

Водохранилища оказывают заметное влияние на атмосферные процессы. Например, в засушливых районах испарение с поверхности водохранилищ превышает испарение с равновеликой поверхности суши в десятки раз.

С повышенным испарением связано понижение температуры воздуха, увеличение туманных явлений. Различие тепловых балансов водохранилищ и прилегающей суши обуславливает формирование местных ветров типа бризов. Эти, а также другие явления имеют следствием смену экосистем (не всегда положительную), изменение погоды. В ряде случаев в зоне водохранилищ приходится менять направление сельского хозяйства.

В водохранилищах задерживается большая часть питательных веществ, приносимых реками.

3) Экологические проблемы ядерной энергетики.

Ядерная энергетика в настоящее время может рассматриваться как наиболее перспективная. Это связано как с относительно большими запасами ядерного топлива, так и со щадящим воздействием на окружающую среду. К преимуществам относится также возможность строительства АЭС, не привязываясь к месторождениям ресурсов, поскольку их транспортировка не требует существенных затрат в связи с малыми объемами. Достаточно отметить, что 0,5 кг ядерного топлива позволяет получать столько же энергии, сколько сжигание 1000 т каменного угля.

Известно, что процессы, лежащие в основе получения энергии на АЭС – реакции деления атомных ядер – гораздо более опасны, чем, например, процессы горения. Именно поэтому ядерная энергетика впервые в истории развития промышленности при получении энергии реализует принцип максимальной безопасности при наибольшей возможной производительности.

Многолетний опыт эксплуатации АЭС во всех странах показывает, что они не оказывают заметного влияния на окружающую среду. К 1998 г. среднее время эксплуатации АЭС составило 20 лет. Надежность, безопасность и экономическая эффективность атомных электростанций опирается не только на жесткую регламентацию процесса функционирования АЭС, но и на сведение до абсолютного минимума влияния АЭС на окружающую среду.

Строительство АЭС осуществляют на расстоянии 30-35 км от крупных городов. Участок должен хорошо проветриваться, во время паводка не затопляться. Вокруг АЭС предусматривают место для санитарно-защитной зоны, в которой запрещается проживание населения.

После 1986 г. главную экологическую опасность АЭС стали связывать с возможностью аварии. Хотя вероятность их на современных АЭС и невелика, но она не исключается. К

наиболее крупным авариям такого плана относится авария, случившаяся на четвертом блоке Чернобыльской АЭС.

По различным данным, суммарный выброс продуктов деления от содержащихся в реакторе составил от 3,5 % (63 кг) до 28 % (50 т). Для сравнения необходимо отметить, что бомба, сброшенная на Хиросиму, дала только 740 г радиоактивного вещества.

После Чернобыльской аварии во многих государствах по требованию общественности были временно прекращены или свернуты программы строительства АЭС, однако атомная энергетика продолжала развиваться в 32 странах.

Сейчас дискуссии по вопросам приемлемости или неприемлемости ядерной энергетики пошли на спад, стало понятно, что мир не может вновь погрузиться во тьму или смириться с крайне опасным воздействием на атмосферу двуокиси углерода и прочих вредных для человека продуктов горения органического топлива. Уже в течение 1990 года 10 новых АЭС были подключены к электрическим сетям. Общая электрическая мощность работающих в мире энергоблоков около 393 ГВт. Действующие атомные электростанции обеспечивают покрытие 7 % мировых потребностей в энергии, а их доля в мировом производстве электрической энергии составляет 17 %. Только в Западной Европе атомные электростанции вырабатывают в среднем около 50 % всей электроэнергии.

Безопасность действующих АЭС является одной из главнейших задач мировой энергетики.

Литература

1. Экология: учебник / В. Н. Большаков [и др.]; под ред. Г. В. Тягунова, Ю. Г. Ярошенко. 2-е изд., перераб. и доп. М. : Университетская книга: Логос, 2010. 504 с.
2. Экология: (Адаптированный курс для бакалавров)/ В. Н. Большаков [и др.]; под ред. Г. В. Тягунова, Ю. Г. Ярошенко. М. : КНОРУС, 2014. 377 с.
3. Абрамов А.И. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций: Учеб. пособие /А.И.Абрамов, Д.П. Елизаров, А.Н.Ремезов и др. М.: Изд-во МЭИ, 2001. 378 с.

ПЛАТА ЗА ПРИРОДНЫЕ РЕСУРСЫ И ЗАГРЯЗНЕНИЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

Новик С.И., Позняк Д.О.

Научный руководитель – старший преподаватель Секацкий Д.А.

Важнейшим условием перехода на путь экоразвития является вопрос платности природопользования. Обычно, когда говорят о плате за природные ресурсы выделяют три группы платежей: непосредственно плата за природные ресурсы, плата за загрязнение и экологические налоги и штрафы. В первую группу входит плата за природные ресурсы - землю, воду, недра, флору и фауну, ценные природные объекты, которые эксплуатируются, потребляются или подвергаются тем или иным неблагоприятным воздействиям при различных формах хозяйственной деятельности. Плата за ресурсы - это денежное возмещение природопользователем общественных затрат по изысканию, сохранению, восстановлению используемого природного ресурса, а также тех усилий, которые обществу предстоит сделать для возмещения или адекватной замены эксплуатируемого ресурса в будущем.

Экономический механизм природопользования выполняет следующие задачи:

1. Планирование и финансирование природоохранных мероприятий;
2. Установление нормативов платы и размеров платежей за использование природных ресурсов, выбросы и сбросы загрязняющих веществ в ОС, размещение отходов и другие виды вредного воздействия;
3. Установление лимитов использования природных ресурсов, выбросов и сбросов загрязняющих веществ в ОС и размещение отходов;
4. Предоставление предприятиям, учреждениям, организациям и гражданам налоговых, кредитных и иных льгот при внедрении ими малоотходных и ресурсосберегающих технологий и нетрадиционных видов энергии, осуществлении других эффективных мер по охране ОПС;
5. Возмещение и установление порядка вреда, причиненного ОС и здоровью человека.

С эколого-экономической точки зрения, плату за природные ресурсы следует исчислять с учетом регионального и глобального воздействия экономики на природные системы и с учетом издержек, обусловленных межресурсными связями.

Существующие методы определения размеров платы за ресурсы пока не учитывают всех, факторов формирования их стоимости. Они основаны преимущественно на исчислении дифференциальной ренты и приложимы только к уже эксплуатируемым природным благам. Следование принципу платности ведет к инфляционным явлениям, так как природные ресурсы со временем в рамках исторической формы ведения хозяйства могут лишь дорожать. Однако поддержание природно-ресурсного потенциала развития общества требует и специальных денежных средств на такое поддержание. Плата за природные ресурсы становится неизбежной.

Она включает эксплуатационные платежи и оплату охраны и воспроизводства природных ресурсов. Предусматривается две категории эксплуатационных платежей: плата за нормативное потребление и расходование ресурса и плата за сверхнормативное расходование, которая значительно выше и резко прогрессивна. Нормативы платы устанавливаются на основе кадастровых оценок соответствующих видов ресурсов.

Плата за природные ресурсы включает и платежи на восстановительное природопользование, поддержание возобновимых ресурсов территорий в устойчивом продуктивном состоянии. Соответствующие нормативы платы определяются на основании объема затрат на восстановление природных объектов и проведение мероприятий по их охране, на создание и ведение системы государственного контроля за состоянием природных ресурсов и иные мероприятия.

Плата за загрязнение среды является формой компенсации ущерба, наносимого загрязнением. Существуют и другие трактовки платы за загрязнение. В литературе, посвященной определению общих принципов платного природопользования, есть такие формулировки:

а) плата за выбросы загрязняющих веществ в природную среду в пределах установленных лимитов рассматривается как плата за использование природных ресурсов (ассимиляционной способности природной среды к разбавлению и нейтрализации вредных веществ);

б) платежи за загрязнение есть форма арендной платы за использование ассимиляционного потенциала среды;

в) плата за загрязнение есть форма платы за природные ресурсы, трансформированные в загрязнения (неиспользованные отходы).

Таковыми трактовками маскируется стремление по возможности снизить расплату за загрязнение, так как любому специалисту должно быть ясно, что природный ресурс, трансформированный в процессе производства в яд, может нанести ущерб в миллионы раз превосходящий стоимость исходного ресурса

Что касается ассимиляционной способности природной среды, то ссылаясь на нее также помогает занижить плату, поскольку в пределах установленных лимитов, т.е. в пределах загрязнения до ПДК, ассимиляционная способность среды благодаря ее большому объему считается очень недорогой. Но, как уже подчеркивалось раньше, ПДК не могут служить мерой ассимиляционной способности среды, а ее цена определяется ценой жизни на планете.

Платежи за выделение (эмиссию) и внесение в природную среду вредных веществ - с выбросами в атмосферу, со стоками в водоемы, с размещением отходов на поверхности земли - подразделяются на плату за эмиссии в пределах установленных лимитов и плату за сверхлимитные, сверхнормативные эмиссии. Лимиты должны устанавливаться органами государственного экологического контроля и надзора на основании величин ПДВ и ПДС для каждого источника, но всегда быть ниже этих нормативов. Использование в качестве лимитов ВСВ и ВСС, а также перераспределение лимитов в групповых источниках может допускаться только в исключительных случаях в порядке платного лицензирования.

Нормативы платы за эмиссию загрязнителей в пределах установленных лимитов определяются на основании региональных затрат на предотвращение и компенсацию ущерба, наносимого загрязнением. Нормативы платы за сверхлимитное загрязнение должны устанавливаться по величине наносимого данными источниками ущерба и взиматься в кратном размере.

Механизм определения платы за загрязнение должен учитывать экологические особенности территории, отраслевую структуру хозяйства, оценку сроков истощаемости первичных ресурсов, возможность вытеснения их из технологических процессов более доступными заменителями, темпы и величину затрат на освоение и внедрение в производство новых материалов.

Плата за выбросы и сбросы в пределах временно согласованных лимитов определяется путем умножения базовой ставки на относительную разность между ВСВ и ПДВ или ВСС и ПДС. Плата за сверхлимитный выброс определяется произведением базовой ставки на кратность превышения лимита и на пятикратный повышающий коэффициент. Эти указания содержат и серьезные недостатки. В соответствии с ними от платы за загрязнение в пределах лимитов может освобождаться широкий круг природопользователей, которые финансируются из бюджетов страны, включая все вооруженные силы страны, а также природопользователей, связанных с производством тепла и электрической энергии для нужд населения, и т. д. Усеченная таким образом система платежей, не подкрепленная законодательными актами, не может способствовать повышению ответственности природопользователей за ухудшение качества окружающей среды.

Литература

1. Глухов, В.В. Экономические основы экологии / В.В. Глухов – Минск: Юнилайн, 2003. – 384 с.
2. Николайкин, Н.И. Экология: Учеб. для вузов / Н. И. Николайкин. – М.: Дрофа, 2003. – 624 с.

УДК 621

КОНЦЕПЦИЯ ПРИБОРНОГО УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В РЕСПУБЛИКЕ БЕЛАРУСЬ

Рудак Д. В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Положения концепции

Надежное и эффективное функционирование электроэнергетики, бесперебойное энергоснабжение потребителей - основа развития экономики страны и фактор обеспечения цивилизованных условий жизни ее граждан.

Само существование и состояние энергетики затрагивает без исключения интересы всех граждан, поскольку потребление энергии является для всех само собой разумеющимся процессом. Однако энергия, наряду с потребительской стоимостью, обладает одновременно и индивидуальной стоимостью, которая отражает затраты энергосистемы на производство, передачу, распределение и сбыт энергии. В эти затраты входит как стоимость приобретаемых энергосистемой первичных и вторичных энергоресурсов, так и стоимость эксплуатации и совершенствования энергетической инфраструктуры.

Энергия приобретает статус товара, энергоснабжающая организация - статус продавца, потребители - статус покупателя энергии. Условием жизнеспособности энергосистемы и зависящего от поставок энергии индустриального общества становится принцип гарантированной договорной поставки энергии требуемого количества и качества при ее гарантированной оплате согласно условиям договора, а не используемый ранее принцип безусловного надежного и качественного энергоснабжения потребителей в кредит.

Различные группы потребителей и отдельные юридические лица имеют льготные уровни тарифов и цен на энергоресурсы, которые компенсируются дополнительным ценовым бременем, возлагаемым на другие группы потребителей. В частности, льготные тарифы ниже среднеспредельного, тарифы, установленные для населения, бюджетных организаций, сельхозпроизводителей и иных юридических лиц, и групп потребителей, компенсируются повышенными тарифами для других потребителей (преимущественно промышленных).

Особенностью электроэнергии как товара является невозможность его хранения на складе и возврата на склад, подобно обычному товару, и необходимость выработки в реальном времени в соответствии с графиком текущего электропотребления. Для покрытия пиков графика используются дополнительные генерирующие мощности и дополнительный расход топлива, удорожающие электроэнергию, а в моменты ночных провалов, наоборот, происходит отключение генерирующих источников, что приводит к их повышенному износу и вновь к удорожанию электроэнергии. Для регулирования графика нагрузки потребителей экономическими методами в целях снижения себестоимости электроэнергии должны использоваться различные тарифные системы, в том числе и тарифы, дифференцированные по временным зонам.

На смену льготным и жестким государственным тарифам на энергию должны прийти тарифы, позволяющие устанавливать между производителями и поставщиками (продавцами), с одной стороны, и потребителями (покупателями), с другой стороны, партнерские отношения и эффективное сотрудничество в целях максимальной взаимной оптимизации своих технологических процессов, контроля энергопотребления, снижения издержек, энергосбережения.

Существующий приборный учет электроэнергии, основанный на базе локальных индукционных электросчетчиков с эпизодическим визуальным съемом и ручной обработкой их показаний, не позволяет получать требуемые сегодня точные, достоверные и оперативные данные учета. Концепция нового приборного учета основывается на принципах автоматизированного энергоучета и на понятии АСКУЭ, элементами которой становятся электронные электросчетчики[3].

К важным свойствам электронных счетчиков, оказывающим влияние на формирование новых принципов создания АСКУЭ, можно отнести:

- «интеллект», или многофункциональность, позволяющую объединить в одном счетчике учет как активной, так и реактивной энергии, причем сразу в двух направлениях, измерение показателей качества электроэнергии, фиксацию различных событий и другие функции;
- «чувство времени», или встроенные часы и календарь, дающие возможность синхронизировать данные учета счетчика с данными учета других счетчиков, работающих в АСКУЭ;
- «память», или запоминающее устройство, позволяющее длительно хранить информацию в базе данных счетчика за различные интервалы времени и использовать эту базу в качестве единственного аттестованного источника измерений и учета для поставки информации различным ее пользователям.

АСКУЭ предназначены для высокотехнологичного решения задач расчетов за проданную-купленную электроэнергию между субъектами рынка электроэнергии, а также решения задач контроля прохождения электроэнергии как товара по всей технологической цепи энергосистемы и потребителей в целях выявления его нерационального технологического расхода и безучетного потребления (технический аспект).

Глобальная зависимость энергетики Беларуси от внешних поставок энергоресурсов в условиях их постоянного удорожания делает особенно актуальными вопросы точного и достоверного учета электроэнергии и государственного энергосбережения путем сведения оперативных балансов по всем субъектам электроэнергетики и рынка электроэнергии в целях выявления всех непроизводительных потерь, безучетного потребления и их минимизации. Решить эти задачи без создания современных АСКУЭ невозможно.

Специфические требования к АСКУЭ конкретных субъектов должны формироваться на основе настоящей Концепции в рамках соответствующих ведомственных документов, а реализация этих АСКУЭ должна осуществляться только на основе согласованных и утвержденных в установленном порядке проектов. Выбор конкретных средств энергоучета тех или иных изготовителей либо поставщиков для АСКУЭ должен учитывать, помимо технико-экономических характеристик изделий, возможности поставщиков в сертификации своей продукции, метрологической аттестации, поверках и сервисном обслуживании, включая гарантийный и послегарантийный ремонт.

Принципы автоматизированного учёта электроэнергии

Первый принцип автоматизированного энергоучета - измерять все, что необходимо и экономически целесообразно. Такой принцип исходит из положения, что электроэнергия - дорогой товар, а поэтому измерение ("взвешивание") этого товара должно производиться по всей его технологической цепи производства, передачи, трансформирования, преобразования, распределения, поставки и потребления.

Второй общий принцип автоматизированного энергоучета, позволяющий обеспечить высокую достоверность данных энергоучета, состоит в том, что база данных энергоучета должна храниться длительное время в точке измерения электроэнергии. В случае потери или искажения исходных данных в процессе передачи их по каналам связи существует возможность повторного обращения к источнику за недополученной информацией.

Третий общий принцип автоматизированного энергоучета определяет единство измерений во времени реальных процессов энергопотребления. Реализация указанного принципа может быть обеспечена как за счет индивидуальной коррекции, так и централизованной синхронизации встроенных индивидуальных часов каждого счетчика, входящего в состав АСКУЭ. Не допускается (в целях национальной безопасности) использовать в качестве главного источника единого времени спутниковую глобальную систему местоопределения GPS Министерства обороны США и соответствующие GPS-приемники.

Четвертый общий принцип автоматизированного энергоучета определяет отношение в АСКУЭ к интерфейсам и протоколам доступа к хранимым базам данных электронных

электросчетчиков. Физический цифровой интерфейс счетчиков должен относиться к классу международных стандартных интерфейсов, а логический интерфейс (протокол) должен быть открыт и иметь полное однозначное и непротиворечивое описание на государственном языке Республики Беларусь. Недопустимо использовать в АСКУЭ счетчики с закрытыми фирменными протоколами. Открытость протоколов позволяет на ранних стадиях разработки АСКУЭ провести сравнительный анализ счетчиков различных изготовителей не только по техническим, но и по телекоммуникационным характеристикам и тем самым сделать обоснованный выбор оборудования АСКУЭ.

Существующие электронные электросчетчики различных изготовителей имеют, как правило, различные физические и логические интерфейсы, что создает для пользователей значительные трудности по объединению этих приборов в рамках АСКУЭ. Выбор конкретного типа физического интерфейса (например, двухточечного типа RS-232 или многоточечного магистрального типа RS-485) зависит от особенностей конкретной АСКУЭ, но в случае сбора данных с группы счетчиков предпочтение следует отдавать многоточечным магистральным интерфейсам, которые требуют меньших затрат оборудования для организации канала связи.

Пятый общий принцип автоматизированного энергоучета определяет взаимосвязь АСКУЭ нижнего (основного) уровня с верхним уровнем АСКУЭ субъекта энергосистемы или субъекта рынка электроэнергии: АСКУЭ субъекта строится на основе корпоративной вычислительной сети (КВС), на сервер или рабочие станции которой передаются по соответствующим каналам связи непосредственно со счетчиков или через устройства сбора и передачи данных (УСПД) промежуточного уровня АСКУЭ метрологически аттестованные измерительные данные электронных электросчетчиков. В простейшем случае вместо КВС на верхнем уровне небольшой АСКУЭ может быть размещен автономный или входящий в локальную сеть субъекта персональный компьютер.

Верхний уровень АСКУЭ субъектов должен быть образован персональными компьютерами или корпоративными компьютерными сетями, которые в настоящее время интенсивно создаются и развиваются в энергосистемах, филиалах и районах электросетей, на крупных обслуживаемых подстанциях, в промышленных организациях.

Шестой общий принцип автоматизированного энергоучета выражает отношения между базами данных счетчиков и базой данных корпоративной компьютерной сети. Базы данных счетчиков нижнего уровня АСКУЭ дублируются полностью или частично в базе данных КВС соответствующего субъекта. Длительное хранение данных учетов необходимо разрешения правовых конфликтов, возможных между субъектами рынка энергии.

Седьмой общий принцип автоматизированного энергоучета выражает требования к программному обеспечению технических средств АСКУЭ (УСПД, КВС). Программное обеспечение технических средств АСКУЭ должно соответствовать их метрологическим характеристикам и иметь защиту от несанкционированного доступа с помощью стандартных средств защиты (пароли доступа, ключи, регистрация событий).

Восьмой общий принцип автоматизированного энергоучета определяет требования к каналам связи между основным и верхним уровнями АСКУЭ. Тип и пропускная способность канала связи должны соответствовать задачам, решаемым на верхнем уровне АСКУЭ субъекта. Рекомендуется для каналов связи АСКУЭ обеспечивать скорость передачи в диапазоне 9600 бит/с и выше. В качестве каналов связи в АСКУЭ могут быть использованы каналы высокочастотной связи по линиям электропередачи, физические линии, выделенные или коммутируемые телефонные каналы, радиоканалы, оптоволоконные каналы, каналы сотовой, спутниковой и других видов связи.

Появление на рынке средств приборного учета электроэнергии различных однофазных и трехфазных многотарифных электронных счетчиков поставило перед разработчиками АСКУЭ дилемму: идти дальше привычным путем создания систем с дистанционным числоимпульсным сбором данных учета от индукционных счетчиков-датчиков или электронных счетчиков с телеметрическими выходами либо перейти на новые принципы

организации учета электроэнергии, выбрать которые позволяют современные электронные счетчики.

Полное использование этих открывшихся возможностей становилось доступным только при отказе от принципа числоимпульсного сбора данных, на основе которого в странах СНГ, и прежде всего в России, уже были реализованы в энергосистемах и на промышленных предприятиях тысячи АСКУЭ, и переходе к принципу сбора данных по цифровым интерфейсам.

Только цифровой интерфейс с соответствующим протоколом обмена позволяет адресоваться к той или иной разнородной информации внутри счетчика, в полной мере использовать все его возможности. И, кроме того, существенно повысить достоверность дистанционного приема данных учета на верхних уровнях АСКУЭ (ведь при любых ошибках в каналах связи появляется возможность повторных запросов информации из базы данных счетчика).

Экономическая эффективность АСКУЭ

Объектами автоматизации энергоучета являются генерирующие источники энергосистем, электрические сети и их филиалы, а также потребители различных групп. Каждая структура энергетического комплекса несет определенные затраты на создание АСКУЭ. Поэтому необходимо оценить результаты вложения этих затрат, с тем чтобы они окупились в приемлемые сроки. На первых этапах реструктуризации электроэнергетики сохраняются две категории участников процесса функционирования энергетического комплекса - поставщик энергии, располагающий генерирующими источниками, питающими и распределительными сетями, и потребитель, имеющий с поставщиком точку разграничения балансовой принадлежности элементов энергохозяйства на одном из уровней напряжения электрических сетей. Каждая из этих двух категорий в виде самостоятельных юридических лиц функционирует в условиях единого технологического процесса производства и потребления энергии. Важным результатом их совместной деятельности является режимное взаимодействие, заключающееся:

в снижении пиковых нагрузок на контрольных временных интервалах графика совмещенной нагрузки энергосистемы при суточном, недельном и сезонном регулировании электропотребления и мощности;

в совместной оптимизации режимов в узлах электрических нагрузок по напряжению, активной и реактивной мощности.

Указанные режимные взаимодействия обеспечивают поставщику энергии получение следующих результатов:

-отсрочку ввода генерирующих мощностей до 90 тыс.кВт, или в сумме 90 миллионов долларов США (из расчета 1000 долларов США капитальных вложений на каждый кВт установленной мощности) при снижении пиковых нагрузок на 1 процент, и в сумме 450 миллионов долларов США при снижении пиковых нагрузок на 5 процентов (на 450 МВт);

-снижение при суточном регулировании графиков нагрузки удельного расхода топлива на выработку электроэнергии от 1 до 1,6%, что при среднем удельном расходе по энергосистеме в 276,4 г/кВт·ч по итогам 2004 года составит от 2,8 до 4,4 г/кВт·ч или при годовой выработке в объеме 30 млрд.кВт·ч обеспечит экономию от 4 до 7 миллионов долларов США ежегодно[3];

-снижение технологического расхода активной мощности на передачу реактивной при совместной оптимизации режимов в узлах нагрузок по напряжению, активной и реактивной мощности (основной результат может быть получен от выбора мощности и мест установки потребителями компенсирующих устройств, обеспечивающих поддержание соответствующего режима напряжения) при снижении общего технологического расхода активной энергии от совместной оптимизации режимов на 1 процент (260 миллионов кВт·ч/год) и тарифе на электроэнергию, равном 0,04 долларов/кВт·ч (80 руб./кВт·ч), результат составит 10,4 миллиона долларов США в год.

Потребитель в результате режимного взаимодействия с поставщиком энергии может рассчитывать на снижение дифференцированного по зонам времени тарифа на отпускаемую

энергию в среднем не менее чем экономия энергосистемы от регулирования нагрузок, т.е. на 5 - 7 процентов в случае обеспечения такого регулирования с помощью регулировочных мероприятий (потребители-регуляторы могут иметь экономический эффект значительно выше приведенного показателя).

Дополнительными эффектами внедрения АСКУЭ станут результаты, обеспечиваемые каждой из сторон "поставщик - потребитель" самостоятельно и независимо от режимного взаимодействия. Такими результатами будут снижение:

- безучетного расхода электроэнергии в результате полного охвата всех уровней энергоучета высокоточными средствами измерений АСКУЭ как в структурах поставщика энергии, так и потребителя. Снижение безучетного расхода и выявление его источников обеспечит возможность реальной оценки экономических показателей работы сторон и стабилизации этих показателей на обоснованном уровне. При этом, как правило, достигается экономия более 1 процента отпуска энергии, т.е. более 0,26 млрд.кВт·ч, или 10,4 миллиона долларов США. В частности, при замене однофазных индукционных счетчиков класса 2,5 (3,5 миллиона штук) на электронные класса 1,0 и 2,0 ежегодный экономический эффект составит 6 - 8 миллионов долларов США;

- удельных расходов (удельных норм) электропотребления в технологических процессах и в энергоемких агрегатах с помощью анализа расходов в различных режимах работы с применением АСКУЭ. Анализ электропотребления как агрегатами собственных нужд генерирующих источников, так и агрегатами промышленной сферы (электродвигатели, электропечи, электрооборудование холодильных установок, электрифицированный транспорт и т.д.) дал возможность выявить по различным оценкам до 5 - 15 процентов экономии расхода электроэнергии, что в расчете на 500 тысяч кВт мощностей при числе часов их использования, равном 5000 часов в год, и среднем тарифе в 0,04 доллара США кВт·ч составит до 100 миллионов долларов США в год без учета затрат на модернизацию выявленных низкоэкономичных электроустановок (при затратах, равных 80 процентов от рассчитанной возможной экономии, экономическая эффективность по данной составляющей будет равна до 20 миллионов долларов США в год).

Ограничимся приведенным перечнем и оценочными характеристиками ожидаемой эффективности внедрения АСКУЭ, отметив, что на последующих этапах эти составляющие могут уточняться и более детально обосновываться. С учетом затрат на создание всех АСКУЭ потребуется ориентировочно до 500 миллионов долларов США (кроме затрат на приборы первичного учета сюда включаются затраты на работы, модернизацию аппаратуры и каналов связи, развитие корпоративной вычислительной сети, программное обеспечение) и расчетного срока внедрения АСКУЭ 8 лет, определим, что ежегодно на создание полномасштабной АСКУЭ потребуется вкладывать до 62,5 миллиона долларов США. Ежегодный результат от внедрения АСКУЭ, судя по приведенным выше оценочным характеристикам, может составить в сумме $(450 / 8) + 5,5 + 10,4 + 10,4 + 20 - (500 / 8) = 40$ миллионов долларов США в год (если экономию затрат, связанную с отсрочкой сооружения дополнительных генерирующих источников на общую мощность 450 МВт, разнести на 8 лет).

Следует отметить, что для получения расчетного эффекта необходимо должным образом использовать всю информацию, создаваемую АСКУЭ, что предъявляет к управляющему персоналу и пользователям АСКУЭ определенные требования по квалификации и умению принимать решения на основе точной, достоверной и оперативной информации. Величина эффекта от внедрения АСКУЭ, с одной стороны, определяется качеством управления, а с другой - полнотой и завершенностью АСКУЭ (от фрагментарной АСКУЭ следует ожидать и меньшего эффекта).

Проблемы создания АСКУЭ затрагивают все отрасли экономики и поэтому имеют межотраслевой характер. Ориентировочное распределение затрат на создание АСКУЭ (500 миллионов долларов США) имеет следующий вид [3]:

- население (индивидуальные и многоквартирные жилые дома) - 300 миллионов долларов США;

- энергосистема - 50 миллионов долларов США;
- промышленные организации - 50 миллионов долларов США;
- непромышленные потребители - 50 миллионов долларов США;
- сельскохозяйственные потребители - 50 миллионов долларов США.

Заключение

Полное использование этих открывшихся возможностей становилось доступным только при отказе от принципа числоимпульсного сбора данных, на основе которого в странах СНГ, и прежде всего в России, уже были реализованы в энергосистемах и на промышленных предприятиях тысячи АСКУЭ, и переходе к принципу сбора данных по цифровым интерфейсам.

Только цифровой интерфейс с соответствующим протоколом обмена позволяет адресоваться к той или иной разнородной информации внутри счетчика, в полной мере использовать все его возможности. И, кроме того, существенно повысить достоверность дистанционного приема данных учета на верхних уровнях АСКУЭ (ведь при любых ошибках в каналах связи появляется возможность повторных запросов информации из базы данных счетчика).

Следует отметить, что для получения расчетного эффекта необходимо должным образом использовать всю информацию, создаваемую АСКУЭ, что предъявляет к управляющему персоналу и пользователям АСКУЭ определенные требования по квалификации и умению принимать решения на основе точной, достоверной и оперативной информации. Величина эффекта от внедрения АСКУЭ, с одной стороны, определяется качеством управления, а с другой - полнотой и завершенностью АСКУЭ.

Литература

1. Электротехнический справочник: Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии./ Под общ. ред. профессоров МЭИ. – М.: Издательство МЭИ, 2004, 964 с.
2. Постановление Министерства энергетики Республики Беларусь от 30.08.2005 N 28 "О Концепции приборного учета электрической энергии в Республике Беларусь" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://pravo.levonevsky.org/bazaby11/republic28/text827.htm>. - Дата доступа: 04.04.2018

УДК 621

УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ОТОПЛЕНИЯ.

Верешко В.В.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Республика Беларусь - одно из государств, недостаточно обеспеченных собственными топливно-энергетическими ресурсами. Более 85% потребляемых ресурсов республика вынуждена импортировать, что делает особенно уязвимой ее экономику от условий предложения внешних поставщиков. По данным Минэкономики, внешний долг нашей страны за энергоресурсы составляет около \$500 млн. В то же время, показатель энергоемкости валового продукта в республике в 3-4 раза превышает соответствующий показатель в странах ЕС.

По мнению экспертов Комитета по энергосбережению, для Беларуси энергосбережение сегодня в 4 раза выгоднее, чем развитие энергетики. Так, расход топлива в республике на нужды теплоснабжения составляет до 40% от общего его потребления. Потенциал энергосбережения в этой области, по оценкам зарубежных и отечественных специалистов, составляет около 50%, то есть при принятии определенных мер можно достичь снижения потребления топлива на нужды отопления на 20% от общего потребления его республикой.

В Республике Беларусь основное количество тепловой энергии вырабатывается центральной системой теплоснабжения. В каждом из ее элементов - теплоисточнике, системе транспортировки и потребителе - теряется огромное количество тепла. Теплоисточник - это, в основном, котельные и ТЭЦ. На сегодняшний день в республике функционируют около 24 500 отопительных и отопительно-производственных котельных. Только 550 из них можно отнести к котельным средней и большой мощности (производительностью более 10 Гкал/ч), работающих с КПД от 90%, эти котельные производят около 20 млн Гкал тепловой, что составляет около 24% всей произведенной тепловой энергии. Около 22 млн Гкал тепловой энергии производится на мелких котельных, работающих с КПД менее 80%. Выработанная этими котельными энергия составляет 29% всей произведенной. Остальная тепловая энергия, составляющая около 47%, вырабатывается ТЭЦ [1].

Таким образом, почти треть тепловой энергии производится на маломощных котельных с низким КПД, что приводит к значительным потерям топлива в масштабах республики. Только за счет увеличения КПД котлов малой мощности на 10% можно сберечь около 0,5 млн т условного топлива в год.

Вторая составляющая системы - транспорт и распределение тепла - осуществляется по магистральным и внутриквартальным тепловым сетям с помощью насосных станций и тепловых сетей, центральных и индивидуальных тепловых пунктов. Потери тепла при транспортировке составляют до 25%, при эксплуатации жилищно-коммунальными службами (вследствие плохой теплоизоляции, высокого теплоизлучения самих труб, бесканальной прокладки трубопроводов) - доходят до 50%. Это десятки миллионов долларов ежегодных потерь, не говоря уже о тех неудобствах, с которыми сталкиваются потребители.

Для производства плановых ремонтных работ требуется ежегодное отключение теплосетей для профилактического ремонта, разбивающего год на два сезона - отопительный и "неотапливаемый". Отопительный сезон в приказном порядке заканчивается 15 мая и начинается, невзирая на мнения и погоду, в октябре. Испытания теплосетей проводятся "вслепую", т. е. прежде чем обнаружится прорыв, ремонтные службы разрывают большой участок трубопровода, отключая водоснабжение на длительный срок, а в некоторых случаях - на целое лето. Продолжая регулярно оплачивать счета за коммунальные услуги по горячему водоснабжению, потребители вынуждены ежедневно самостоятельно греть воду.

Третья составляющая системы теплоснабжения - потребитель, представляющий собой едва ли не самое убыточное звено цепи. Население потребляет 80% тепловой энергии, предприятия - только 20%. Но при этом население оплачивает лишь 30% себестоимости

тепловой энергии, а 70% стоимости покрывают предприятия. Население материально не заинтересовано в сбережении энергоресурсов, снижении потребления горячей воды и тепла. Все издержки на оплату потребляемой самим предприятием, а также населением теплоты закладываются в конечную стоимость выпускаемой продукции. В итоге, приобретая товары народного потребления, за то же тепло население платит в несколько раз больше.

Традиционно принято считать, что локальные отопительные системы подходят только для коттеджей. На самом деле их возможности намного шире. Именно локальные котельные с КПД выше 90% вырабатывают основное количество тепловой энергии. Наличие единого отопительного узла на все здание не исключает возможности индивидуального регулирования потребления энергоресурсов каждой квартирой или цехом и индивидуальной оплаты за энергоресурсы.

Реальными преимуществами локальных котельных, оснащенных современным оборудованием, перед системой центрального отопления являются: значительное (в несколько раз) снижение потребления топлива; возможность автоматического регулирования подачи тепла в зависимости от погоды или по времени; возможность регулирования подачи тепла в различные помещения здания, исключение перебоев в обеспечении горячей водой, связанных с ежегодным ремонтом тепловых сетей и т.д.

Целью данной работы является сравнительный анализ затрат на теплоснабжение при установке локальной котельной и расчёт теплоты и расхода сетевой воды на отопление зданий. Для локальной котельной цифры годового анализа взяты для небольшого предприятия с площадью отапливаемых помещений 11 тыс. м².

Исходные данные (по состоянию на январь 2000 г.): стоимость 1000 м³ природного газа - 8 миллионов рублей, стоимость 1000 л дизельного топлива - 30 миллионов рублей, стоимость 1 Гкал тепла - 7,284 миллионов рублей. Для получения 1 Гкал современным котлом (в качестве примера взят котел Compact-1000 производства компании ACV, Бельгия) необходимо: 106,9 м³ газа либо 83,8 л дизельного топлива.

Расчеты показывают, что стоимость годового потребления топлива при эксплуатации высокоэффективного котла может быть снижена почти в 8 раз по сравнению с оплатой за централизованную поставку тепла.

Установка локальных котельных повышает конкурентоспособность отечественной продукции. Если энергетическая составляющая стоимости стройматериалов, по некоторым оценкам, составляет до 65%, то, уменьшив в 8 раз затраты на тепло (что позволяет сделать локальная котельная), можно выйти на приемлемые цены на стройматериалы (энергетическая составляющая стоимости стройматериалов становится всего 8%).

Модернизация существующей в республике централизованной системы теплоснабжения путем перехода к локальным системам является одним из наиболее перспективных путей энергосбережения. Движущаяся среда в системе отопления - теплоноситель - аккумулирует теплоту и затем передает ее в обогреваемые помещения. Теплоносителем для отопления может быть подвижная, жидкая или газообразная среда, соответствующая требованиям, предъявляемым к системе отопления. Для отопления зданий и сооружений в настоящее время преимущественно используют воду или атмосферный воздух, реже водяной пар или нагретые газы.

Для примера приведём расчёт теплоты и расхода сетевой воды на отопление зданий [5]:

Расчетную потребность теплоты на отопление зданий определяют по формулам, кДж/ч (ккал/ч):

$$Q_o^p = x_o V (t_{вн}^p - t_{н.о.}^p);$$

где x_o - удельная тепловая характеристика здания для отопления, кДж/(м³·ч·°C);

V - наружный объем зданий; м³;

$t_{вн}^p$ - расчетная температура воздуха внутри отапливаемых помещений здания, °C ;

$t_{н.о.}^p$ - расчетная температура наружного воздуха для отопления и вентиляции для данного района, °С.

Если в приложении не указан искомый населенный пункт, то необходимые данные можно получить в местной метеостанции.

Текущие сезонные тепловые нагрузки при любых температурах наружного воздуха $t_{нар}$, отличающихся от расчетных, например, для отопления, определяются по формуле [3]:

$$Q = Q_o^p \frac{t_{вн}^p - t_{нар}}{t_{вн}^p - t_{н.о.}^p}$$

Данная зависимость является линейной, и на ее основе легко могут быть построены графики часового расхода теплоты на отопление и вентиляцию. Для этого достаточно определить минимальный расход теплоты при температуре наружного воздуха $t_{нар}=+8^{\circ}\text{C}$ (начало отопительного периода) и максимальный, соответственно, при наружной температуре $t_{н.о.}^p$.

Для перспективной жилой и общественной застройки районов городов и населенных пунктов расчетный расход теплоты на отопление укрупненно можно определить следующим образом, кДж/ч (ккал/ч) [3]:

- на отопление жилых зданий при $t_{н.о.}^p$.

$$Q_{о(жил)}^p = q \cdot F;$$

- на отопление общественных зданий

$$Q_{о(общ)}^p = 0,25 \cdot Q_{о(жил)}^p;$$

где F - общая жилая площадь застройки, м². Определяется из удельной нормы площади на одного человека; q - удельный расход теплоты на отопление жилого здания, Вт/м² [(ккал/(м²·ч)] жилой площади. Зависит от расчетной температуры наружного воздуха $t_{н.о.}^p$:

$t_{н.о.}^p$	0	-10	-20	-30	-40
q, Вт/м ² [ккал/(м ² ·ч)]	93 (80)	128(110)	151 (130)	174(150)	186(160)

Для пересчета расхода теплоты в кДж/(м²·ч) указанные цифры умножаются соответственно на коэффициент 3,6 (4,19). Промежуточные значения q определяются интерполяцией.

Расходы теплоты на отопление промышленных зданий определяют по тепловым балансам, учитывающим дополнительные потери теплоты на нагревание холодных материалов и транспортных средств, поступающих в производственные помещения, а также тепловыделения от технологического оборудования. Поэтому при проектировании систем теплоснабжения промышленных предприятий расчетные расходы теплоты следует принимать из проектных документов отопления.

Сельскохозяйственные населенные районы отличаются малой плотностью застройки и небольшими объемами зданий. Поэтому тепловое потребление сельских объектов характеризуется небольшими масштабами, рассредоточенностью и малыми единичными мощностями (для промышленных объектов). При проектировании крупных сельскохозяйственных комплексов тепловое потребление следует определять по типовым проектам и ведомственным нормам [5].

Расчетное потребление теплоты на отопление за месяц $Q_o^{\text{мес}}$ или отопительный период $Q_o^{\text{от.пер}}$, определяются по формулам, МДж (Гкал):

$$Q_o^{\text{мес}} = Q_o^p \frac{t_{\text{вн}}^p - t_{\text{н.о.}}^{\text{мес}}}{t_{\text{вн}}^p - t_{\text{н.о.}}^p} n_{\text{мес}} \cdot 24;$$

$$Q_o^{\text{от.пер}} = Q_o^p \frac{t_{\text{вн}}^p - t_{\text{н.о.}}^{\text{сп}}}{t_{\text{вн}}^p - t_{\text{н.о.}}^p} \tau_{\text{от}} \cdot 24;$$

где Q_o^p - общий расчетный расход теплоты на отопление, МДж/ч (Гкал/ч); $t_{\text{н.о.}}^{\text{мес}}$ - среднемесячная температура наружного воздуха для данного района, °С. (Принимается по климатологическим данным или данным местной метеостанции), $t_{\text{н.о.}}^{\text{сп}}$ - средняя температура наружного воздуха за отопительный период °С; $n_{\text{мес}}$ - число дней в данном месяце; $\tau_{\text{от}}$ - продолжительность отопительного периода, сут.

Расчетный расход сетевой воды в системе теплоснабжения зданий определяется по формуле [5], т/ч:

$$G_{\text{о.в}}^p = \frac{Q_{\text{о.в}}^p}{c_{\text{в}}(t_{\text{по}}^p - t_{\text{оо}}^p)} \tau_{\text{от}} \cdot 24;$$

где $c_{\text{в}}$ - теплоемкость воды, кДж/(кг·°С) [ккал/(кг·°С)]; $t_{\text{по}}^p$ - расчетная температура сетевой воды на входе в отопительную систему (после узла смешения), °С (принимается $t_{\text{по}}^p = 95^\circ\text{C}$); $t_{\text{оо}}^p$ - расчетная температура сетевой воды после системы отопления здания, °С (принимается $t_{\text{оо}}^p = 70^\circ\text{C}$).

Необходимый для обеспечения нагрузки $Q_{\text{о.в}}^p$ расчетный расход сетевой воды в наружной теплосети (до узла смешения системы отопления здания) при температурном графике выше 95-75 °С определяется по формуле [5], т/ч:

$$G_{\text{св(о.в)}}^p = \frac{Q_{\text{о.в}}^p}{c_{\text{в}}(t_{\text{пс}}^p - t_{\text{ос}}^p)} \cdot 10^{-3};$$

где $c_{\text{в}}$ - теплоёмкость воды, кДж/(кг·°С) [ккал/(кг·°С)]; $t_{\text{по}}^p$ - расчетная температура сетевой воды на входе в отопительную истему (после узла смешения), °С (принимается $t_{\text{по}}^p = 95^\circ\text{C}$); $t_{\text{оо}}^p$ - расчетная температура сетевой воды после системы отопления здания, °С (принимается $t_{\text{оо}}^p = 70^\circ\text{C}$).

В заключение перечислим преимущества и недостатки основных теплоносителей для отопления.

При использовании воды обеспечивается достаточно равномерная температура помещений, можно ограничить температуру поверхности отопительных приборов, сокращается по сравнению с другими теплоносителями площадь поперечного сечения труб, достигается бесшумность движения в теплопроводах. Недостатками применения воды являются значительный расход металла и большое гидростатическое давление в системах. Тепловая инерция воды замедляет регулирование теплопередачи приборов.

При использовании пара сравнительно сокращается расход металла за счет уменьшения площади приборов и поперечного сечения конденсаторопроводов, достигается быстрое прогревание приборов и отапливаемых помещений. Гидростатическое давление пара в вертикальных трубах по сравнению с водой минимально. Однако пар как теплоноситель не отвечает санитарно-гигиеническим требованиям, его температура высока и постоянна при данном давлении, что затрудняет регулирование теплопередачи приборов, движение его в трубах сопровождается шумом.

Литература

1. Системы отопления, открытого и закрытого типов [Электронный ресурс]. – Всё исправим. – Режим доступа: <http://vseispravim.ru/sistemy-otopleniya-otkrytogo-i-zakrytogo-tipov/>. Дата доступа: 04.04.2018
2. Системы отопления, открытого и закрытого типов [Электронный ресурс]. – Портал коммунальной грамотности. – Режим доступа: <http://gkx.by/poleznye-sovety/981-skolko-stoit-teplo-teplaya-arifmetika>. - Дата доступа: 04.04.2018
3. Яковлев Б.В., Яковлев Ю.Б. Теплофикация и тепловые сети (учебное пособие). – Минск, 2003. 11-15с.

УДК 621.3

УПРАВЛЯЕМЫЕ ЭЛЕКТРОПРИВОДЫ

Ёч Э.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Целью данного исследования является описание способов управления электроприводами, а также целесообразность их применения.

Под электроприводом понимают электроэнергетическую систему, приводящую в движение рабочие органы технического устройства и состоящую из передаточного, электродвигательного, преобразовательного и управляющего устройств. Так как самыми распространёнными электродвигателями являются асинхронные двигатели, то в дальнейшем и будем говорить о них.

Для управления режимами работ электродвигателей применяются следующие управляющие воздействия:

- включение и выключение электродвигателя;
- реверс электродвигателя;
- включение в цепь ротора резисторов;
- пуск с переключением со звезды на треугольник;
- регулирование частоты вращения переключением числа пар полюсов;
- изменение подаваемого напряжения на обмотки электродвигатель;
- изменение напряжения и частоты подаваемого на электродвигатель.

Теперь поподробнее разберём приведенный выше управляющие воздействия.

Включение и выключение является самым простым в реализации способом управления электродвигателем. Этот способ применим для случаев, когда нагрузка однородна и во времени изменяется по принципу «работает в номинальном режиме – выключен». По сути этот способ присущ всем электродвигателям, так как все они включаются через устройство включения и выключения.

Реверс электродвигателя — это изменения направления вращения ротора посредством изменения порядка подключения обмоток статора к питающей сети. Реализация реверса так же не составляет труда, а именно просто поменять местами соседние фазы.

Введение резисторов в цепь ротора приводит к увеличению потерь мощности и снижению частоты вращения ротора двигателя за счет увеличения скольжения, поскольку $n = n_0 (1 - S)$. Из рис. 1 следует, что при увеличении сопротивления в цепи ротора при том же моменте частота вращения вала двигателя уменьшается. Жесткость механических характеристик значительно снижается с уменьшением частоты вращения, что ограничивает диапазон регулирования до

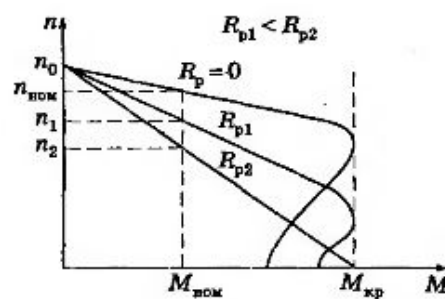


Рис.1

(2 - 3) : 1. Недостатком этого способа являются значительные потери энергии, которые пропорциональны скольжению. Такое регулирование возможно только для двигателя с фазным ротором.

Ступенчатое регулирование скорости можно осуществить, используя специальные многоскоростные асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором. Из выражения $n_0 = 60f/p$ следует, что при изменении числа пар полюсов p получаются механические характеристики с разной частотой вращения n_0 магнитного поля статора. Так как значение p определяется целыми числами, то переход от одной характеристики к другой в процессе

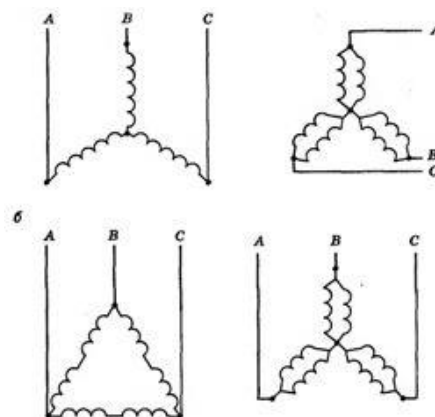


Рис.2

регулирования носит ступенчатый характер. Существует два способа изменения числа пар полюсов (рис.2). В первом случае в пазы статора укладывают две обмотки с разным числом полюсов. При изменении скорости к сети подключается одна из обмоток. Во втором случае обмотку каждой фазы составляют из двух частей, которые соединяют параллельно или последовательно. При этом число пар полюсов изменяется в два раза. Регулирование скорости путем изменения числа пар полюсов экономично, а механические характеристики сохраняют жесткость. Недостатком этого способа является ступенчатый характер изменения частоты вращения асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором. Выпускаются двухскоростные двигатели с числом полюсов 4/2, 8/4, 12/6. Четырехскоростной электродвигатель с полюсами 12/8/6/4 имеет две переключаемые обмотки.

Контроллеры-оптимизаторы — это регуляторы напряжения питания электродвигателя, осуществляющие контроль за фазами тока и напряжения. Они обеспечивают полное управление приводом на всех этапах работы и защищают его от повышенного и пониженного напряжения, перегрузки, обрыва или нарушения чередования фаз и т.д. Контроллеры-оптимизаторы согласуют значение крутящего механического момента, развиваемого электродвигателем, со значением механического момента нагрузки на его валу за счет изменения напряжения питания двигателя. При этом скорость вращения ротора электродвигателя остается прежней, а коэффициент мощности повышается. Это оборудование является функционально законченным и не требует подключения дополнительных устройств. При работе привода в режиме динамично меняющихся нагрузок контроллер обеспечивает прекращение отбора мощности из питающей сети в те моменты, когда полупроводниковые переходы тиристоров (управляемых диодов) закрыты, то есть не пропускают электрический ток. Тиристоры открываются при поступлении управляющих импульсов, задержка подачи которых определяется степенью загрузки привода, а закрываются при переходе тока через ноль.

Контроллеры-оптимизаторы оперативно реагируют на изменение напряжения, снижают расходы электроэнергии на 30–40%, уменьшают влияние реактивной нагрузки на сеть, повышают КПД привода, позволяют сократить расходы на конденсаторные компенсирующие устройства, продлевают срок службы оборудования и повышают экологичность производства. Кроме того, они отличаются более доступной ценой, нежели преобразователи частоты. Единственным ограничением для применения контроллера является невозможность его использования в тех случаях, когда необходимо изменять скорость вращения электродвигателя.

Наиболее используемым преобразователем частоты является преобразователь с промежуточным звеном постоянного тока. В подобных аппаратах производится двойное преобразование энергии: входное напряжение выпрямляется, затем фильтруется и сглаживается, а потом при помощи инвертора снова трансформируется в напряжение с необходимой амплитудой и частотой. Подобное преобразование может несколько снижать КПД оборудования, но такие преобразователи частоты имеют широкое применение в силу того, что могут давать на выходе напряжение с высокой частотой. Схема такого преобразователя имеет следующий вид (рис.3):

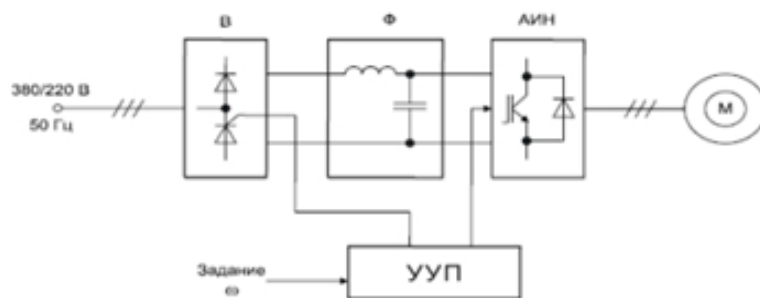


Рис.3 - Схема частотного преобразователя

Таким образом к достоинствам можно отнести что, преобразователь частоты для асинхронного двигателя, принцип работы которого описан выше, обеспечивает снижение расхода электроэнергии, плавный запуск привода и высокую точность регулировки, увеличивает пусковой момент и стабилизирует скорость вращения при переменной нагрузке. Все это в совокупности позволяет повысить коэффициент полезного действия машины. К недостаткам «частотника» можно отнести его высокую стоимость, а также создание электромагнитных помех в процессе работы.

Области применения частотных преобразователей:

На базе частотных преобразователей могут быть реализованы системы регулирования скорости следующих объектов:

- насосов горячей и холодной воды в системах водо- и теплоснабжения, вспомогательного оборудования котелен, ТЭС, ТЭЦ и котлоагрегатов;
- песковые и пульповые насосы в технологических линиях обоганительных фабрик;
- рольганги, конвейеры, транспортеры и другие транспортные средства;
- дозаторы и питатели;
- лифтовое оборудование;
- дробилки, мельницы, мешалки, экструдеры;
- центрифуги различных типов;
- линии производства пленки, картона и других ленточных материалов;
- оборудование прокатных станков и других металлургических агрегатов;
- приводы буровых станков, электробуров, бурового оборудования;
- электроприводы станочного оборудования;
- высокооборотные механизмы (шпиндели шлифовальных станков и т.п.);
- экскаваторное оборудование;
- крановое оборудование;
- механизмы силовых манипуляторов и т.п.

В качестве примера экономического обоснования применения управляемого привода рассмотрим применение частотно-регулируемого привода на насосной станции. Наибольший экономический эффект от внедрения частотно-регулируемого привода с точки зрения энергосберегающих мероприятий достигается на квадратичных нагрузках (центробежные насосы, вентиляторы) в случае замены дросселирования частотным регулированием.

Число оборотов двигателя пропорционально частоте его питания. При питании электродвигателя от сети (50 Гц) число его оборотов будет максимальным и неизменным. При питании электродвигателя от преобразователя частоты (регулируемая выходная частота 0-50 Гц) число его оборотов будет изменяемым от нуля до максимального значения.

Изменение частоты вращения рабочего колеса ведет к изменению всех его рабочих параметров, а именно:

- расход пропорционален числу оборотов;
- давление пропорционально квадрату числа оборотов;
- потребляемая мощность пропорциональна кубу числа оборотов.

Эти отношения выражаются с помощью, так называемых формул приведения:

$$\frac{Q}{Q_0} = \frac{n}{n_0}; \frac{H}{H_0} = \left(\frac{n}{n_0}\right)^2; \frac{N}{N_0} = \left(\frac{n}{n_0}\right)^3$$

где: Q – расход при максимальном числе оборотов;

Q_0 – расход при измененном числе оборотов;

H – напор при максимальном числе оборотов;

H_0 – напор при измененном числе оборотов;

N – мощность, потребляемая электродвигателем при максимальном числе оборотов;

N_0 – мощность, потребляемая электродвигателем при измененном числе оборотов;

n – максимальное число оборотов;

n_0 – измененное число оборотов.

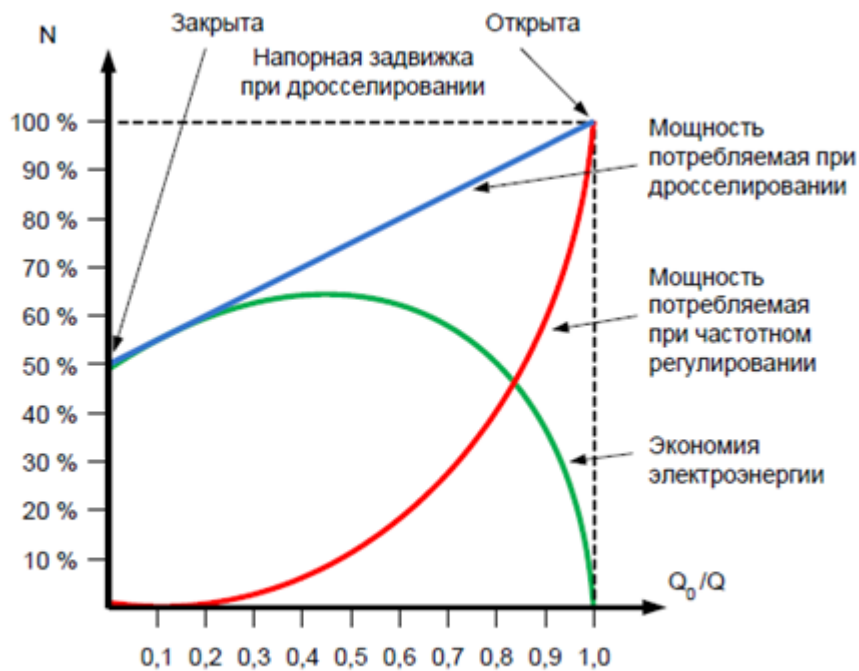


Рис. 4 Потребление мощности при различных способах регулирования скорости вращения насосов

Текущее состояние и предлагаемые мероприятия.

Насосная станция по подачи воды состоит из 3-х насосов. Регулирование производительности насосов осуществляется путем закрывания задвижки на выходе насоса – метод дросселирования. Контроль давления на выходе насоса осуществляется оператором визуально по манометру с определенным интервалом времени. В работе всегда находится один насос. Ротация насосов также осуществляется оператором вручную.

Предпосылки для модернизации:

- Регулирование производительности насосов осуществляется путем закрывания задвижки на выходе насоса – метод дросселирования, что является неэффективным с точки зрения энергосбережения.
- Частые запуски напрямую от сети насосных агрегатов приводят к повышенному износу оборудования, из-за 7-10-кратных пусковых токов.
- Работа в прерывистом режиме приводит к большим динамическим потерям в трубопроводах.

Неконтролируемое потребление энергоносителя.

Предлагаемое решение [1]:

- Установить преобразователь частоты на приводы насосов по следующему принципу: один преобразователь частоты в составе станции управления группой насосов с возможностью переключения его между насосами;
- Установить датчик давления в магистрали

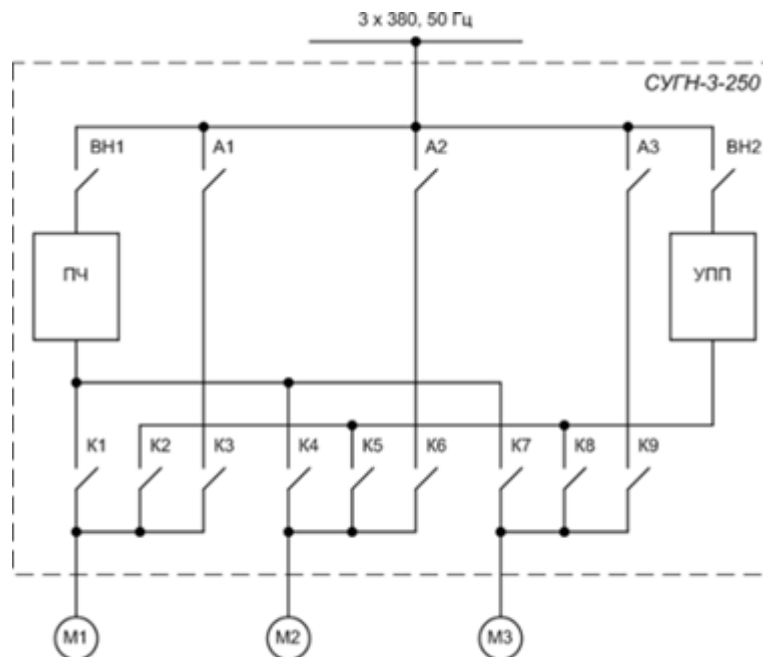


Рис. 5 - Схема питания насосной станции

ПЧ – преобразователь частоты Данфосс FC202 AQUA, 250 кВт УПП – устройство плавного пуска Данфосс MCD500, 250 кВт; ВН1, ВН2 – выключатели нагрузки
А1, А2, А3 – автоматические выключатели; К1 ... К9 – контакторы

Расчет снижения энергозатрат.

В работе принимает участие один насос с производительностью:

$$Q_{\text{сеть}} = 1250 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Проанализировав данные оператора по расходу за месяц определяем, что средний расход составляет:

$$Q_{\text{потр}} = 625 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Т.е. фактически необходим расход равный 625 м³/ч, который можно создавать не путем закрывания задвижки (дресселированием), а с помощью преобразователя частоты, снижая скорость вращения электродвигателя и тем самым снижая энергопотребление.

Определим энергопотребление электродвигателей при регулировании расхода методом дресселирования:

$$\frac{Q_{\text{потр}}}{Q_{\text{сеть}}} = \frac{625 \text{ м}^3/\text{ч}}{1250 \text{ м}^3/\text{ч}} = 0,5$$

Мощность насоса 250 кВт, но учитывая тот факт, что при дресселировании также снижается энергопотребление (рис. 4) находим, что для точки кривой, соответствующей:

энергопотребление при дресселировании будет снижено ориентировочно на 25 % и соответственно потребляемая мощность электродвигателя будет:

$$N_{\text{ДР}} = 0,75 \cdot 250 \text{ кВт} = 187,5 \text{ кВт}$$

Определим энергопотребление электродвигателя при регулировании расхода с помощью преобразователя частоты:

$$N_0 = \frac{N}{\left(\frac{Q}{Q_0}\right)^3} = \frac{250 \text{ кВт}}{\left(\frac{1250 \text{ м}^3/\text{ч}}{625 \text{ м}^3/\text{ч}}\right)^3} = \frac{250 \text{ кВт}}{2^3} = 31,25 \text{ кВт}$$

т.е. $N_0 = 31,25 \text{ кВт}$ – это мощность, которую потребляет электродвигатель с измененным (уменьшенным) числом оборотов с помощью преобразователя частоты в составе станции управления группой насосов.

Определим разницу в энергопотреблении при различных способах регулирования:

Разница в энергопотреблении между способом регулирования расхода путем закрывания задвижки и способом снижения частоты вращения электродвигателя с помощью преобразователя частоты:

$$\Delta N = N_{ДР} - N_0 = 187,5 \text{ кВт} - 31,25 \text{ кВт} = 156,25 \text{ кВт}$$

Фактически ΔN – это напрасно потребляемая мощность, которую можно было бы экономить, используя преобразователь частоты, и величина эта составляет 83 %.

Оценка технологического эффекта.

При внедрении частотного регулирования в связи с уменьшением рабочей частоты вращения вала привода снижается износ насоса.

В связи с плавными пусками и остановами снижаются гидравлические и механические нагрузки на технологическое оборудование (трубопроводы, запорную и регулируемую арматуру).

За счет выше сказанного предполагается увеличение сроков службы насосного агрегата с электродвигателем на 10% и снижение затрат на обслуживание на 10%.

Приведенные расчеты показывают высокую эффективность внедрения преобразователей частоты.

- Уменьшение текущего энергопотребления предприятия позволит высвободить мощности для дальнейшего развития и модернизации предприятия, снизить себестоимость продукции.

- Снижение нагрузок на технологическое оборудование и энергетическую инфраструктуру позволяет уменьшить расходы, связанные с их эксплуатацией и ремонтами.

- Повышение степени автоматизации позволяет высвободить квалифицированный персонал, и использовать его в проектах по развитию предприятия.

Все вышеизложенное обуславливает высокую инвестиционную привлекательность внедрения преобразователей частоты.

По выбранным для обследования позициям расчеты показывают целесообразность внедрения преобразователей частоты.

Заключение:

- Без электродвигателей не обходится ни одно промышленное и сельскохозяйственное предприятие, а применение управляемого электропривода позволяет реализовать более сложные технологические процессы и повысить его эффективность;

- Был проведён обзор различных способов управления электроприводами, описаны их возможности, так же был приведён пример расчёта для иллюстрации эффективности применения средств управления электроприводами;

- В примере использовалась методика, которая оценивает эффективность применения средств управления электроприводами по уменьшению потребления электроэнергии;

- применение управляемых электроприводов позволяет их применять для более широкого спектра задач, позволяет снизить износ оборудования, снизить пусковые токи, а как следствие нагрузку на сеть, увеличить энергоэффективность, уменьшить затраты на ремонт и эксплуатацию;

- Все вышеизложенное обуславливает высокую инвестиционную привлекательность внедрения управляемых электроприводов.

Литература

1. Дайнеко В.А., Ковалинский А.И. Электрооборудование сельскохозяйственных предприятий – Учебное пособие. Минск: Новое знание, 2008. - 320 с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ХОЛОДИЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Ковалева В.Д.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Мировое сообщество, обеспокоенное дефицитом энергоресурсов и ростом цен на энергоносители, ищет любые пути сокращения потребления энергии и потерь на всех этапах ее получения, передачи и использования в любых отраслях промышленного производства, вплоть до бытового сектора потребления.

Один из путей решения проблемы сокращения энергоресурсов – повышение энергоэффективности промышленного, бытового оборудования и технологических процессов производства. В настоящее время искусственный холод используется в промышленных масштабах и сопряжен со значительными затратами электроэнергии. Таким образом, повышение энергоэффективности холодильных установок даже на несколько процентов может сэкономить значительный объем энергоресурсов и денежных средств.

Целью данной работы является анализ мероприятий, способствующих повышению энергоэффективности холодильных установок.

На практике для разработки и реализации конкретных мероприятий по повышению энергоэффективности холодильного оборудования работающего, реконструируемого или вновь строящегося предприятия необходимо проводить его энергоаудит или экспертизу[1]. Общий алгоритм подобных процедур приведен на рисунке 1.

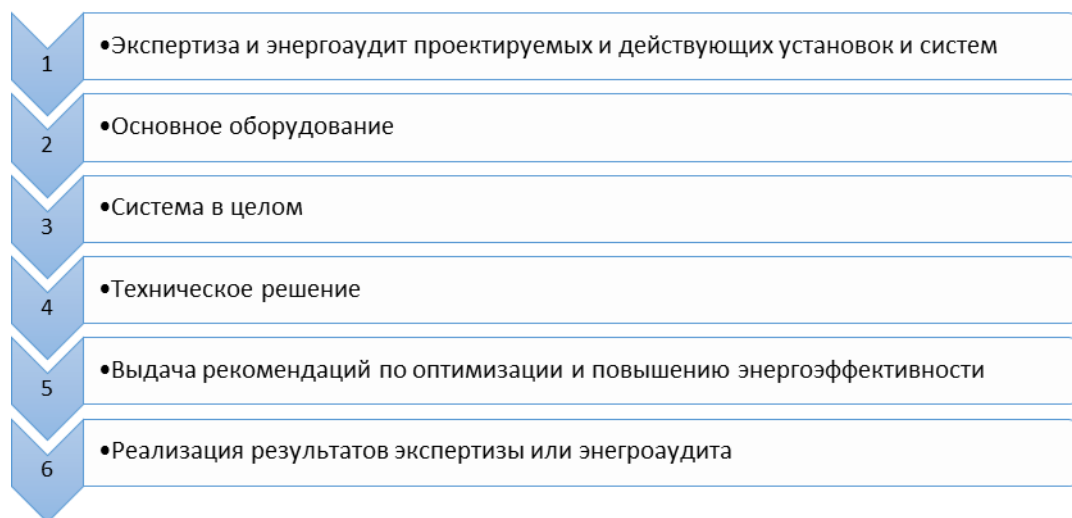


Рисунок 1 – Алгоритм проведения мероприятий по повышению энергоэффективности

1. Рекомендуемые мероприятия повышения энергоэффективности:

На сегодняшний день известно множество различных способов повышения энергоэффективности холодильных установок. Рассмотрим лишь некоторые из них, оказывающие наибольшее влияние на эффективность работы и не требующие значительных затрат денежных средств, такие как:

1) замена устаревшего оборудования современными холодильными машинами, подобранными исходя из величины эксплуатационных издержек минимум в течение года работы;

На сегодняшний день ряде отраслей промышленности возраст более 50% холодильного оборудования превышает 25 лет. Поэтому замена устаревшего оборудования хоть и подразумевает немалые финансовые затраты для предпринимателей, однако могут значительно повысить энергоэффективность и производительность работы холодильных установок[4].

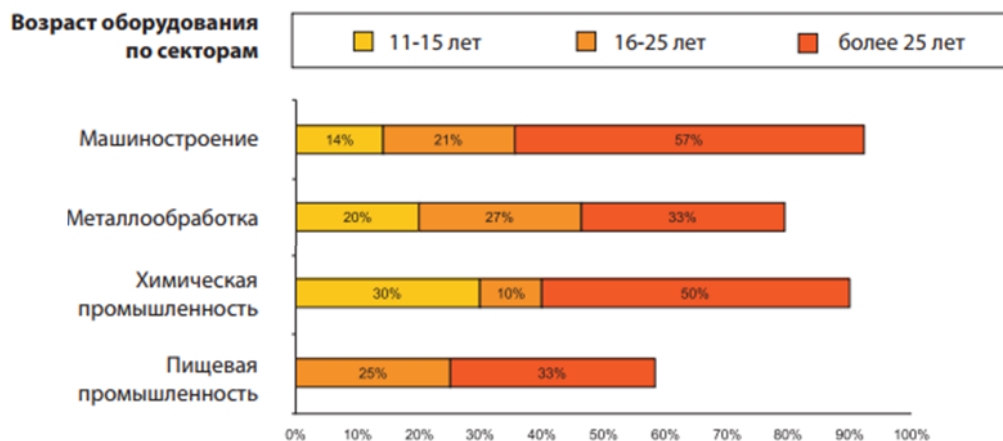


Рисунок 2 - Возраст систем охлаждения по отраслям промышленности в Республике Беларусь.

2) использование частотных преобразователей вращения двигателей компрессоров;

Частотный преобразователь скорости вращения электродвигателей позволяет путем изменения величины напряжения и частоты двигателя изменять скорость вращения асинхронного электродвигателя. Коэффициент полезного действия (КПД) такого преобразователя составляет не менее 98%. За счет установки частотного преобразователя на компрессор холодильной машины или вентиляторы воздушного конденсатора можно снизить пусковой ток и снизить потребление электроэнергии в работе оборудования [2].

3) применение более эффективных хладагентов;

4) учет географического местоположения при выборе холодильной установки;

Например, для расположенных на юге предприятий целесообразно применение испарительных конденсаторов для понижения температуры конденсации хладагента, для предприятий северного региона – использование систем для охлаждения промежуточного хладоносителя [3].

5) рациональное использование тепла, отдаваемого холодильным оборудованием;

Большая часть электроэнергии, потребляемой промышленным компрессором, преобразуется в тепловую энергию и должна быть отведена в окружающую среду. Во многих случаях грамотно спроектированная система способна обеспечить утилизацию от 50 до 90% этого тепла для производства горячего воздуха или воды.

Во-первых, это использование вырабатываемого тепла для воздушного отопления. В наиболее простом варианте в схему холодильной машины включены два параллельно установленных воздушных конденсатора. Один конденсатор установлен на улице и работает в теплое время года, второй – в помещении, работает в холодное время года и подогревает воздух. Перевод работы с одного конденсатора на другой может производиться как в ручную с помощью запорных вентилей, так и автоматически с использованием необходимой автоматики [4].

Во-вторых, тепло можно использовать для этого обогрева воды, требуемой для нужд предприятия. К конденсаторной линии холодильной системы через теплообменник подключаются бак-накопитель, насос. Возможен обогрев через промежуточный теплоноситель. Утилизация тепла с целью обогрева воды позволяет эффективно использовать лишь 20% тепла холодильной машины [3].

Наиболее целесообразно внедрять систему утилизации тепла на предприятиях, где потребность в холоде постоянная, и кроме него необходимо отапливать помещения.

б) оснащение каждой конкретной холодильной установки или холодильного комплекса собственной системой автоматизации;

Значительные результаты от использования систем автоматизации можно получить, за счёт использования разнообразных стратегий управления конденсатором. При этом регулирование выполняется, например, в зависимости от температуры окружающей среды, а саморегулирование, носит характер "плавающего". В таких алгоритмах, происходит

постоянная коррекция значения регулирования, в соответствии не только с температурой окружающей среды, но и внутренней логикой управления[3].

7) использование энергоэффективных компрессоров;

Так винтовые компрессоры как правило, имеют более высокий коэффициент полезного действия ($\text{КПД}=0,9$) при полной нагрузке, в то время как поршневые компрессоры имеют более линейный профиль нагрузки и выше эффективность при частичной нагрузке ($\text{КПД}=0,6-0,7$) [2].

8) применение плавного регулирования производительности компрессоров;

Тепловая нагрузка на холодильное оборудование не является постоянной в течении времени, например, при уменьшении температуры окружающей среды она падает. Следовательно, уменьшается необходимая производительность компрессора, работающего на охлаждение.

Основная задача, решаемая с помощью системы регулирования производительности, заключается в том, чтобы максимально приблизить кривую производительности компрессора при регулировании к кривой изменения нагрузки. Чем ближе находятся эти кривые, тем большую экономию электроэнергии можно получить.

9) оптимизация работы оборудования при минимальной нагрузке;

При снижении объемной производительности компрессора уменьшается и его степень сжатия и, как следствие, возникает повышенный расход электроэнергии, связанный с работой компрессора в режиме «недожатия» хладагента.

Так при работе холодильной системы с тепловой нагрузкой на менее 50% два параллельно работающих компрессора позволяют существенно снизить потребление электроэнергии. Это происходит за счет полного отключения одного из параллельно работающих компрессоров, а оставшийся компрессор работает в более эффективном режиме[2].

10) применение агрегатов с двухступенчатым сжатием;

11) установка системы управления вентиляторами конденсатора.

Добиться еще большей эффективности работы холодильного оборудования возможно при выполнении комплекса мероприятий в зависимости от назначения и особенностей эксплуатации.

2. Сравнение различных технологий сжатия при работе холодильных установок в разных климатических условиях

Комплексный подход к повышению энергоэффективности работы холодильных установок рассмотрим на примере различных технологий сжатия компрессора воздухоохладителя, оборудованного спиральным компрессором.

2.1. Сравнимые варианты:

1. 1 контур, 1 FS;
2. 2 контура, 1 FS в цикле;
3. 1 контур, 2 FS параллельно;
4. 1 контур, 1 VS;
5. 1 контур, 1 VS, PM.

Где FS - компрессор с постоянной скоростью вращения;

VS - компрессор с переменной скоростью вращения;

PM - двигатель с постоянными магнитами.

Для сравнения была взята модель с 1 контуром и постоянной скоростью вращения в качестве базовой.

2.2. Метод

Анализ выполняем с использованием сезонного графика изменения нагрузок, который напрямую зависит от области применения оборудования и климата. Дабы определить влияние климатических условий на работу холодильного оборудования, рассмотрим два наиболее отличающихся по температурному режиму города в Беларуси – Брест и Витебск.

Для каждой установки был имитирован целый год работы. Во всех моделях был использован один график тепловых нагрузок, одинаковые климатические условия и параметры эксплуатации. Две серии имитаций были выполнены с изменением и без изменения скорости вращения вентиляторов воздушного конденсатора. Данные сравнения позволяют нам сопоставить воздействие процесса сжатия и изменения параметров теплообмена в конденсаторе для определения наиболее выгодного компрессора.

В качестве главного критерия оценки эффективности работы установок искусственного холода используем коэффициент производительности (COP).

2.3. Влияние выбора компрессора

Две таблицы, приведенные ниже, содержат результаты расчетов для базовой модели водоохладителя в обоих климатах и для каждой технологии сжатия:

Таблица 1: Сравнительные результаты в Бресте и Витебске

	1 контур, 1 FS (базовый)		2 контура, 1 FS в цикле		1 контур, 2 FS параллельно		1 контур, 1 VS		1 контур, 1 VS, PM	
	Б	В	Б	В	Б	В	Б	В	Б	В
Годовое потребление, кВтч	48720	44447	49599	45209	47341	42942	48645	44077	37969	34137
Годовая экономия электроэнергии, кВтч	0	0	839	761	-1379	-1505	-75	-370	-10751	-10310
COP	4,48	4,78	4,41	4,70	4,61	4,95	4,49	4,82	5,75	6,22

Б-Брест; В-Витебск.

Вначале изучалось влияния климата на производительность установки.

На основе полученных результатов можно выявить, что климат оказывает существенное влияние на производительность установки. Так уровень потребления электроэнергии системы в Витебске в среднем на 10% оказался ниже, чем в Бресте. Эта разница возникает независимо от использованной технологии сжатия или управления теплообменом конденсатора

Также наблюдается пятипроцентная разница производительности в пользу двухконтурной холодильной по сравнению с производительностью одноконтурной системы, которая имеет в своём составе два компрессора такого же типа, установленных параллельно.

Когда испытывались компрессоры с переменной скоростью вращения, оснащенные двигателями PM, они показали значительное преимущество по сравнению с базовой конструкцией компрессора. Преимущество в годовой экономии составило 20%. Это происходит благодаря высокой эффективности компрессора при низкой скорости двигателя и оптимизации внутренней конструкции.

2.4. Влияние изменения теплопередачи конденсатора

Целью данной части является оценка необходимости изменения скорости вращения вентиляторов конденсатора в соответствии с изменением климатических условий.

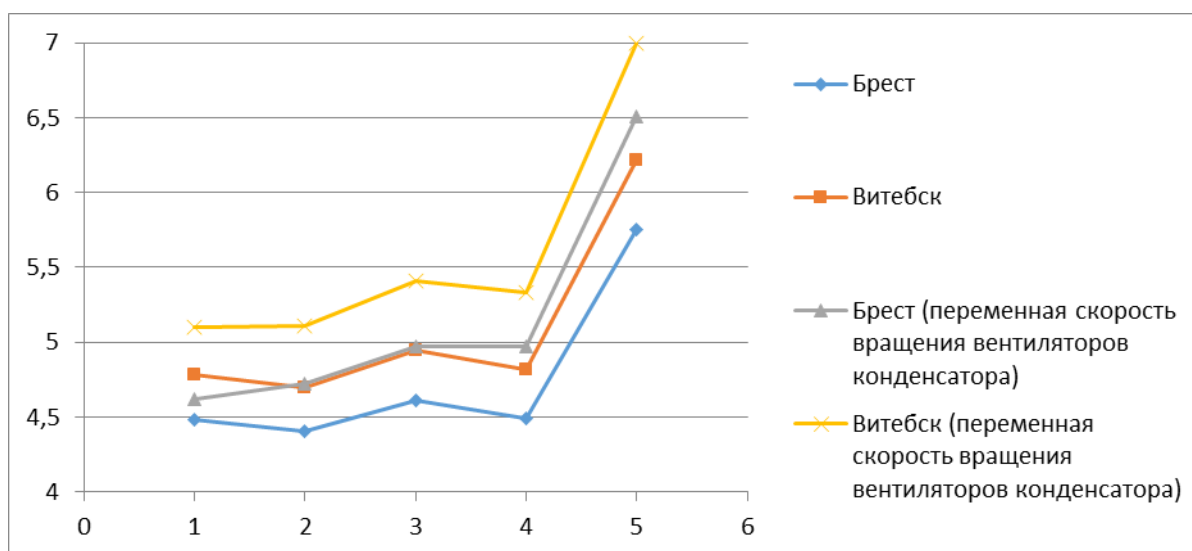
С изменением скорости вращения вентилятора увеличение годового значения COP может составить 9%. В случае использования компрессоров с переменной скоростью вращения, имеющих двигатели PM, увеличение годового значения COP может достигнуть 13%.

Регулирование скорости вращения вентиляторов позволяет извлечь максимальную пользу из оптимальных решений, достигаемых при изменении производительности компрессора.

Таблица 2: Сравнительные результаты в Бресте и Витебске (вентиляторы конденсаторов с переменной скоростью вращения)

	1 контур, 1 FS (базовый)		2 контура, 1 FS в цикле		1 контур, 2 FS параллельно		1 контур, 1 VS		1 контур, 1 VS, PM	
	Б	В	Б	В	Б	В	Б	В	Б	В
Годовое потребление, кВтч	47277	41679	46232	41590	43904	39265	43908	39884	33558	30354
Годовая экономия электроэнер- гии, кВтч	0	0	-1045	-89	-3373	-2414	-3369	-1795	-13719	-12085
COP	4,62	5,10	4,72	5,11	4,97	5,41	4,97	5,33	6,51	7,00

На следующем рисунке показаны все значения сезонных COP, определенные в соответствии с климатическими изменениями:



1,2..5 – Принятые варианты конструктивного исполнения.

Рисунок 2 - Результаты влияния выбора технологии сжатия и регулирования теплообмена в конденсаторе на годовой COP

3. Заключение

Холодильное оборудование стало неотъемлемой частью жизни современного человека. Оно получило широко распространение как в быту, так и различных сферах промышленности. Поэтому повышение энергоэффективности холодильных установок даже на несколько процентов может сэкономить значительный объем энергоресурсов и денежных средств плательщиков.

В данной работе проведен анализ методов повышения энергоэффективности холодильного оборудования, а также выполнено сравнение различных технологий сжатия при работе холодильных установок в разных климатических условиях.

Сравнение технологий сжатия показало, что:

- Изменение сезонной производительности из-за влияния климатических условий в данном примере составляет 10 %.

- Изменение частоты вращения вентиляторов конденсатора само по себе даёт около 9% увеличения средней сезонной производительности.
- Использование компрессоров с двигателем РМ и переменной скоростью вращения является на данный момент оптимальным техническим решением для обеспечения максимальной сезонной производительности.
- Пример водоохладителя показал, что выбор технологии сжатия является очень важным, и что его влияние на годовое значение COP может достигать 54%.

В целом мероприятия по энергоэффективности и энергосбережению дают неизменно положительный результат снижая тем самым электропотребление, повышая эффективность работы оборудования, так и позволяют получить в перспективе значительную экономическую выгоду.

В Беларуси имеется значительный потенциал в повышении энергоэффективности холодильного оборудования, более 30% которого морально и физически устарело и требует замены [4]. При выборе холодильного оборудования очень важен правильный подбор оптимальной для конкретной установки хладоснабжения системы автоматизации и контроля. Также необходимо учитывать характерность климатических условий в месте установки. Однако при недостаточности финансирования на новое оборудование возможно проведение мероприятий по улучшению эффективности работы уже эксплуатируемых систем.

Литература

1. А.А. Андигевский, В.И. Володин. Энергосбережение и энергетический менеджмент. – Минск.: Вышэйшая школа, 2005;
2. В.Н. Виниченко, Е.Г. Гашо, Т.В. Гусева. Справочный документ по наилучшим доступным технологиям обеспечения энергоэффективности – 2009;

УДК 621.3

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ЭЛЕКТРИФИЦИРОВАННОГО ТРАНСПОРТА

Кушнер Д.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент ПЕТРУША Ю.С.

Электрифицированный транспорт или электротранспорт транспорт является неотъемлемой частью современной жизни и имеет тенденцию к расширению своего влияния на рынке транспортных средств. Известно много различных видов электротранспорта: троллейбусы, метро, ж/д транспорт, электробусы, электромобили и т.д. и все они имеют преимущества и недостатки.

Целью данной работы является рассмотрение принципа работы электротранспорта, выявление его преимуществ и недостатков, а также технико-экономическое сравнение электромобиля с автомобилем с двигателем внутреннего сгорания (ДВС).

Электротранспорт - вид транспорта, использующий в качестве источника энергии электричество, а в приводе используется тяговый электродвигатель (ТЭД). Основное отличие ТЭД от обычных электродвигателей большой мощности заключается в условиях монтажа двигателей и ограниченном месте для их размещения. Также в отличие от электродвигателей общего назначения ТЭД работают в самых разнообразных режимах (кратковременный, повторно-кратковременных с частыми пусками), сопровождающихся широким изменением частоты вращения ротора и нагрузки по току.

Троллейбус – безрельсовое механическое транспортное средство контактного типа, получающее электрический ток от внешнего источника питания (от центральных электрических станций) через двухпроводную контактную сеть с помощью штангового токоприёмника. Тяговые подстанции осуществляют преобразование поступающего из энергосистемы переменного тока в постоянный напряжением 600 В. Контактная сеть троллейбуса разделена на ряд сегментов, изолированных друг от друга при помощи секционных изоляторов. Каждый сегмент подключается к одной или нескольким тяговым подстанциям посредством подземных или воздушных фидерных линий. Такая схема позволяет избирательно отключить отдельную секцию в случае её повреждения либо для проведения ремонтных работ. В случае неисправности питающих кабелей на секционные изоляторы могут быть установлены перемычки, в результате чего секция будет получать питание от соседней. Однако такой режим работы не является штатным (нерекомендуемый), поскольку может перегрузить питающий фидер. Контактная сеть троллейбуса двухпроводная в отличие от контактной сети трамвая, где в качестве второго провода используются рельсы. В троллейбусах используется в основном штанговый токоприёмник. Штанговый токоприёмник – тип токоприёмника, представляющий собой в рабочем состоянии направленную вверх штангу, соединяющую троллейбус с проводами воздушной контактной сети посредством токосъёмной головки со сменной контактной вставкой. Чтобы троллейбус пошёл в нужном направлении, необходимо туда же направить обе её штанги, эту функцию выполняет троллейбусная стрелка, состоящая из двух половин, установленных на проводах контактной сети. Эти изолированные друг от друга половины имеют по электромагниту, которые при срабатывании отклоняют каждый своё перо стрелки.



Рисунок 1 – Конструкция троллейбуса

Трансмиссия троллейбуса значительно проще. Тяговый электродвигатель (1) через карданный вал (2) передает усилие на редуктор заднего ведущего моста (3). Поскольку

диапазон частоты вращения двигателя достаточно велик, от нуля на остановке до 4000 об/мин при максимальной скорости, необходимы специальное устройство для регулирования тока, протекающего через двигатель.

Существуют несколько хорошо отработанных принципов построения таких устройств (систем управления):

- Реостатно-контакторная система управления (РКСУ). Регулирование тока осуществляется подключением последовательно с тяговым двигателем цепочки мощных пусковых резисторов. Поочередное шунтирование их контактами специального контроллера приводит к увеличению тока, проходящего через электродвигатель и, соответственно, к разгону троллейбуса. Главным недостатком этой системы управления является бесполезный расход электроэнергии, идущий на нагрев резисторов, во время набора скорости.
- Тиристорно-импульсная система управления (ТИСУ). Создание этой системы стало возможным с появлением мощных тиристорных, т.е. полупроводниковых приборов, способных коммутировать электрический ток достаточной для троллейбуса величины и напряжения. Принцип действия ТИСУ заключается в изменении длительности импульсов тока, проходящего через тиристор и, соответственно, через тяговый электродвигатель. Увеличивая и уменьшая скважность и частоту импульсов, мы можем изменять ток, проходящий через двигатель, т. е. регулировать скорость движения троллейбуса. К недостаткам этой системы можно отнести повышенный уровень радиопомех, возникающих во время коммутации электрических цепей, по которым протекают большие токи.
- Транзисторная система управления с асинхронным двигателем. Наиболее перспективная система управления, использующая в качестве элемента регулирования тока, протекающего через тяговый электродвигатель, мощные полевые транзисторы. Применение микропроцессорной системы для отслеживания параметров и управления током электродвигателя при различных режимах движения троллейбуса сделало эту систему самой экономичной из существующих. Однако она является самой дорогой и наиболее чувствительной к уровню электромагнитных помех.

Ещё одним видом электрифицированного транспорта является **метро**. Электроэнергия для питания поездов метро поступает через тяговую сеть. При этом токосъём может осуществляться от контактного рельса или от контактного провода. Из-за ограниченных размеров тоннеля сооружение контактной сети над движущимся поездом затруднительно, такой способ используется на наземных участках метрополитена. Наибольшее распространение получил способ подвода энергии к поезду через третий, так называемый, контактный рельс, проложенный сбоку вдоль основного рельсового пути на некоторой высоте от него. Нагонный токоприемник, расположенный на тележке моторных вагонов и скользящий при движении поезда по третьему рельсу, прижимается к нему снизу пружинами и снимает ток высокого напряжения. На всем протяжении контактный рельс должен быть закрыт электроизоляционным коробом таким образом, чтобы оставался доступ для токоприемника лишь снизу. Воздушную контактную сеть в метро можно использовать в тех случаях, когда на конечных станциях поезд переходит на обычные железнодорожные пути и продолжает по ним движение по территории транспортной агломерации. Для электроснабжения метрополитенов до настоящего времени используется только система постоянного тока напряжением 600...1000 В. Для тягового электропривода поездов метро используются двигатели постоянного тока. Мощность тяговых электродвигателей поездов метрополитена составляет 100 кВт.

Ещё одним видом электротранспорта, получающим всю большую популярность в мире, является **электромобиль**. Давайте рассмотрим технологию на основе электромобиля Tesla Model S. В основе автомобиля лежит асинхронный или индукционный двигатель. В индукционном двигателе ротор вращается несколько медленнее электромагнитного поля.

Скорость асинхронного двигателя зависит от частоты переменного тока, таким образом изменяя частоту тока в источнике питания мы можем изменить скорость вращения ведущих колёс. Это позволяет контролировать скорость электромобиля. Скорость двигателя может варьироваться от 0 до 18000 об/мин.

Аккумулятор питает асинхронный двигатель. Аккумулятор вырабатывает мощность постоянного тока, поэтому перед подачей питания на двигатель он должен бы преобразован в переменный. Для этого используется инвертор, это электронное устройство управляет частотой переменного тока, а, следовательно, и скоростью двигателя. Инвертор может изменять амплитуду переменного тока, которая в свою очередь будет задавать выходную мощность двигателя. Аккумуляторная батарея – это набор литий-ионных элементов. Элементы объединены в блоки и соединены параллельно, чтобы обеспечить мощность необходимую для запуска электромобиля. В батарейном блоке 16 модулей, состоящих из 7000 элементов. Мощность, производимая двигателем, передаётся на ведущие колёса через коробку передач. Используется одноступенчатая коробка передач. Для перехода к задней передаче необходимо изменить чередование фаз в двигателе. Возждение можно производить с помощью одной педали, всё из-за мощной рекуперативной тормозной системы. Такая система позволяет экономить огромную кинетическую энергию в виде электричества, не теряя её в форме выделяемого тепла. Как только нажать педаль акселератора включается рекуперативное торможение, а асинхронный двигатель может работать как генератор, для этого нужно, чтобы скорость ротора стала выше скорости электромагнитного поля. Сгенерированный переизбыток электричества может быть после его преобразования сохранён в аккумуляторной батарее. Во время этого процесса на ротор действует противоэлектродвижущая сила, поэтому ведущие и автомобиль будут замедляться.

Одним из основных преимуществ электромобилей является то, что тяговые электродвигатели имеют КПД до 90-95 % по сравнению с 22-42% у ДВС.

Также одним из преимуществ электромобиля является более высокая экологичность, но нужно иметь в виду, что на данный момент это не сильно проявляется. Если производить сравнение общей эффективности электромобиля с автомобилем с ДВС, включая производство и передачу энергии, т.е. эффективность от «скважины до колеса», то эффективность окажется одинаковой. С точки зрения экологии выгода от использования электротранспорта очевидна для крупных городов, но в целом по стране она может быть незначительной или отсутствовать вовсе. Суммарный экологический эффект будет зависеть не только от технических характеристик электромобилей, но и от структуры производства электроэнергии по видам генерации (тепловая, атомная, возобновляемые источники энергии) и по видам топлива. Например, при различных сочетаниях указанных параметров использование электромобилей вместо ДВС-автомобилей может приводить как к снижению, так и к росту суммарного объема выбросов парниковых газов в масштабе страны. Для увеличения экологического эффекта от электромобилей необходимо усовершенствовать методы получения электроэнергии от традиционных источников энергии, либо использовать возобновляемые источники энергии.

Ещё одним преимуществом электромобиля является простота техобслуживания. У вас никогда не прогорит выхлопная труба - её попросту нет, и вам не нужно менять масло и фильтры каждые 10-15 тыс. км. Отсутствует дорогостоящее обслуживание двигателя и топливной системы, от которой все проблемы. Не нужно менять ремни в системе газораспределения, свечи зажигания, клапана и прочие дорогостоящие «прелести» ухода за обычным автомобилем. Все это попросту не касается водителей электромобилей, поэтому расходы на обслуживание для них значительно меньше, чем у автомобилей с ДВС.

У автомобилей на электротяге по сравнению с ДВС есть существенный плюс при эксплуатации зимой: они заведутся в самую холодную погоду.

Также преимуществом электромобилей является высокая безопасность. Большинство электромобилей получило наивысшую оценку, при условии, что не многие автомобили с ДВС могут похвастаться таким результатом. После возгорания Tesla Model S в интернете ходило много слухов о безопасности использования электромашин, но после расследования

производитель решил проблему, усилив защиту аккумуляторных батарей. После внесенных изменений вероятность возгорания электромобиля стала ничуть не больше вероятности возгорания автомобиля с ДВС, а ведь последствия при возгорании электромобиля меньше.

Одной из больших проблем в энергосистеме является неравномерность графиков нагрузки (суточных, недельных, сезонных, годовых), которая вызвана неравномерным потреблением электроэнергии в течение суток. Массовое применение электромобилей смогло бы помочь в решении проблемы «энергетического пика» за счет подзарядки аккумуляторов в ночное время.

Но, конечно, имеются и свои недостатки. Одной из самых больших преград на пути массового развития электромобилей является его цена. По сравнению с бензиновыми аналогами автомобиль на электродвигателе стоит в 1,5- 2 раза больше. Стоимость электромобилей значительно выше из-за большой стоимости аккумуляторных батарей. На сегодняшний день это 50 % стоимости всего электромобиля. Однако это не является большой преградой для развития, поскольку технология создания батарей совершенствуется, удешевляя их производство на 20-30% в год. Первый и самый существенный недостаток электромобилей - ограниченная автономность хода (запас хода на одном цикле батареи). Электромобили идеально подходят для поездок в пределах города, когда пробег не более 100 км. При длительных поездках возникает необходимость подзарядки в пути, что и является основной проблемой. Использование электромобилей невозможно без развитой инфраструктуры электрозаправок, которых в нашей стране всего несколько. Если же использовать электромобиль в городе и заряжать его от обычной домашней сети с напряжением 110-120В, то для полной зарядки потребуется от 12-15 часов. После установки дополнительного оборудования (на сумму 1000-1500 долл.) время зарядки может сократиться до 5 часов. Существуют устройства быстрой DC зарядки (с напряжением 380В и выше). Они могут сократить время зарядки до часа, но и это совсем не эффективно, так как что бы заправить автомобиль с ДВС, требуется всего 5 минут.

Также для использования электромобиля на территории нашей страны появляется ещё одна проблема: автономность работы электромобилей снижается в холодную погоду. Мороз представляет две основные проблемы для электротранспорта: отрицательная температура снижает эффективность аккумуляторных батарей (запас хода сокращается на 20-25%, а в экстремальных климатических условиях этот показатель может быть больше) и системы обогрева салона автомобиля истощают аккумуляторные батареи. Так же стоит обратить внимание на эксплуатацию электромобилей в пробках. Постоянные разгоны и торможения сокращают запас хода.

Проблемой является производство и утилизация аккумуляторов, которые часто содержат ядовитые компоненты (например, свинец или литий).

Но в последнее время разработаны и постепенно внедряются ионисторы (конденсатор с органическим или неорганическим электролитом, «обкладками» в котором служит двойной электрический слой на границе раздела электрода и электролита), которые обладают рядом преимуществ: малая деградация даже после сотен тысяч циклов заряда/разряда, проводились исследования по определению максимального числа циклов заряд-разряд, после 100 000 циклов не наблюдалось ухудшения характеристик; большие максимальные токи зарядки и разрядки; высокое внутреннее сопротивление у большинства ионисторов (препятствует быстрому саморазряду, а также перегреву и разрушению); обладает длительным сроком службы; низкая токсичность материалов; малый вес; малая зависимость от окружающей температуры: могут работать как на морозе, так и на жаре; большая механическая прочность: выносят многократные перегрузки. Они уже применяются в транспортных средствах. В настоящее время автобусы с питанием от ионисторов выпускаются фирмами Hyundai Motor и «Тролза». Ё-мобиль — проект автомобиля, разрабатывавшийся в Российской Федерации, использовал суперконденсатор как основное средство для накопления электрической энергии.

Для того, чтобы понять, выгодно ли в нашей стране эксплуатировать электромобиль, необходимо произвести технико-экономическое обоснование. На данный момент нет

методики расчета, позволяющей с полной уверенностью судить об экономической целесообразности использования того или иного вида автомобиля.

Нами предложена следующая методика расчета:

В расчете будем сравнивать автомобили, схожие по техническим параметрам (размеры, мощность, комплектация). Сравним автомобили с умеренным расходом топлива и достаточной степенью комфорта. В своих расчётах мы не будем учитывать экологическую составляющую и ожидаемый эффект для экологии. Учитываем только экономику.

Средний годовой пробег обоих автомобилей, согласно статистике, оценим в 15 000 км. Затраты на техническое обслуживание примем усредненно: для электромобилей – 200\$, для автомобилей с ДВС – 900\$.

Ёмкость батареи рассматриваемого электромобиля составляет 24 кВт·ч; запас хода на одном цикле батареи 180 км; стоимость 1 кВт·ч по одноставочному тарифу в РБ 0,1094 бел.руб $\approx$ 0,05\$, тогда 24 кВт·ч будем стоить $24 \cdot 0,05 = 1,2\$$. Получается для того, чтобы зарядить полностью электромобиль необходимо потратить 1,2\$. По пропорции посчитаем, сколько необходимо денег, чтобы проехать принятые нами за год 15000: $15000 \cdot 1,2 / 180 = 100\$$

Объём бака рассматриваемого автомобиля с ДВС составляет 57 литров, расход 5,7 литров на 100 км, тогда полного бака хватает на 1000 км. Стоимость 1 литра дизельного топлива в РБ составляет 1,29 бел.руб $\approx$ 0,64\$, тогда, чтобы заправить полный бак необходимо $57 \cdot 0,64 = 36,48\$$. По пропорции посчитаем, сколько необходимо денег, чтобы проехать принятые нами за год 15000 км: $15000 \cdot 36,48 / 1000 = 547,2\$$

Данные сводим в таблицу 1:

Таблица 1 – Сравнительная характеристика автомобилей

Тип автомобиля	Стоимость автомобиля, \$	Запас хода на одном цикле батареи/топливном, км (\$)	Затраты на техническое обслуживание, %
Электромобиль	13000	180 (100)	200
Автомобиль с ДВС	9000	1000 (547,2)	900

Просуммируем все затраты, учитывая стоимость автомобиля только для первого года, а к последующим годам будем прибавлять только затраты на техническое обслуживание и топливо (электроэнергию). Результаты представлены в таблице 2

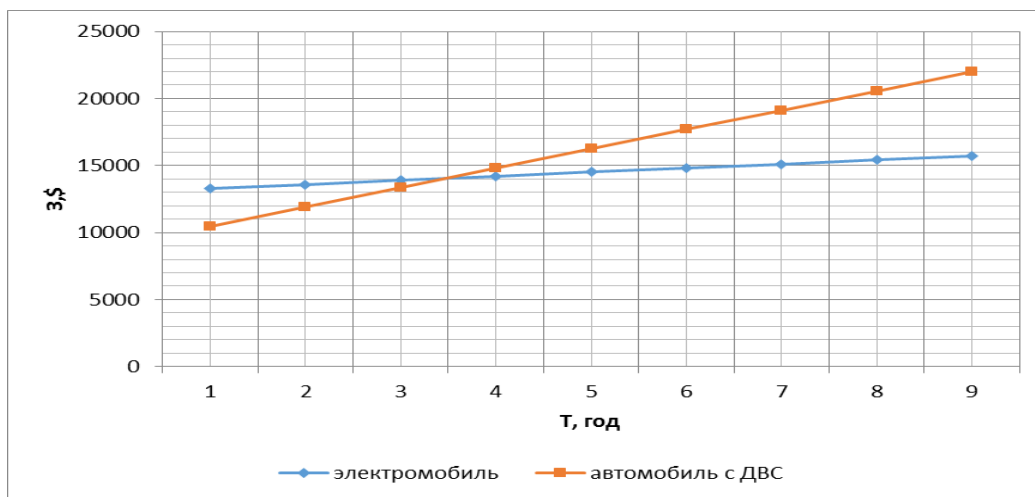
Таблица 2 – Результаты расчета затрат в зависимости от года

Год	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Электро мобиль	13300	13600	13900	14200	14500	14800	15100	15400	15700
Авто мобиль с ДВС	10447,2	11894,4	13341,6	14788,8	16236	17683,2	19130,4	20577,6	22024,8

Построим зависимость $З = f(T)$, где $З$ – затраты для конкретного года; T – рассматриваемый год.

Как видно из таблицы 2 и графика только на четвертый год эксплуатации совокупность всех расходов, включая стоимость самой машины, у электромобиля будет ниже, чем у дизельного автомобиля.

Конечно, любая попытка расчетов и прогнозирования достаточно субъективна. Время обязательно скорректирует расчёты.

Рисунок 2 – Зависимость затрат от года эксплуатации $Z=f(T)$

Заключение:

Электрифицированный транспорт имеет ряд преимуществ таких как: высокий КПД электродвигателя (90-95 %), высокая безопасность, простота техобслуживания, более высокая экологичность, помощь в преодолении «энергетического пика» и т.д. Однако имеет и ряд недостатков, с которыми производители стараются бороться, например, высокая стоимость, которая формируется из-за высокой стоимости аккумуляторных батарей, но это не является большой преградой для развития, поскольку технология создания батарей совершенствуется, удешевляя их производство на 20-30% в год; маленький запас хода, проблему которого стараются решить, одним из вариантов решения является использование ионисторов. На данный момент широкое применение электромобилей затруднено, чтобы увеличить спрос на электромобили необходимо большая сеть электрозаправок по всей стране, также необходимо уменьшить время, которое требуется на подзарядку электромобиля. Нет единой методики расчета технико-экономического обоснования выбора автомобиля из-за постоянно меняющихся цен на автомобили, на топливо, на электроэнергию, поэтому на данный момент любая попытка привести методику является субъективной. В стране постепенно внедряют новые виды электротранспорта. Так, например, в Минске уже ходят первые электробусы, по сути, это троллейбусы, которым, однако, не требуется постоянная подача тока. Такой вид общественного транспорта подзаряжается в течение нескольких минут от контактной сети, а затем использует этот заряд при движении по маршруту, и его эффективность выше чем у троллейбуса примерно на 20%

Литература

1. Максимов А.Н. Городской электротранспорт – М.: Издательский центр «Академия», 2004. – 256 с.
2. Бабулин А.С., Пронин В.А., Фёдоров Е.А., Кудринская К.И. Организация поездов и работа станций метрополитена - Москва, 1981.

УДК 621.78.012

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНОЛОГИЙ НАГРЕВА

Пинчук Ю.С.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Введение

Наиболее важное значение в промышленности в настоящее время имеют следующие виды электрического нагрева: косвенный в печах сопротивления, прямой или контактный, дуговой, индукционный, электроннолучевой, плазменный. Поэтому для модернизации оборудования необходимо рассмотреть каждый из видов электрического нагрева, а также сравнить электронагрев и нагрев от сжигания топлива. Целью данного исследования является анализ технологического нагрева и сопоставление эффективности нагрева металла в газопламенной печи и индукционной установке.

Наиболее распространено кислородное горение, которое широко применяется при сжигании топлива. Технологический процесс включает ряд последовательных стадий.

В топку подается топливо и воздух. В зоне горения топлива выделяется теплота. Часть используется как полезная энергия, другая часть теряется в виде механического недожога с золой и шлаком, с уходящими газами в виде физической теплоты и не прореагировавших горючих компонентов в виде химического недожога, а также через стенки топочного устройства. Эффективность топки определяется на основании уравнения теплового баланса (1). Из уравнения теплового баланса вычисляется КПД топки (2). Топки – устройства для сжигания органического топлива с целью получения теплоты. Различают слоевые и камерные топки. Слойные применяются для сжигания твердого топлива. Камерные делятся на факельные и циклонные. В факельных сжигается газообразное, жидкое, пылевидное твердое топливо. В циклонных топках используются частицы диаметром меньше 5 мм при скорости воздуха до 100 м/с, подаваемого в виде закрученного потока. Достигаются t° около 2000°C. Они используются для обезвреживания сточных вод. [1]

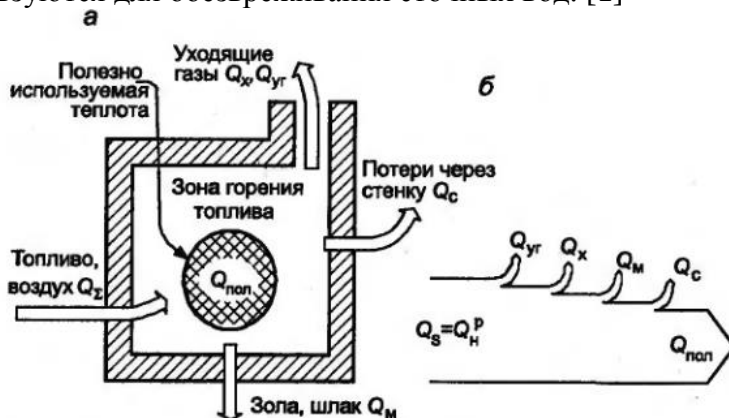


Рисунок 1. Технологическая схема топки а) и ее тепловой баланс б)

$$Q_H^P = Q_{пол} + Q_{уг} + Q_x + Q_m + Q_c, \quad (1)$$

$$\eta_T = \frac{Q_{пол}}{Q_H^P}, \quad (2)$$

Электрический нагрев

Нагрев сопротивлением. Контактный способ применяется для нагрева металлов как по принципу прямого электрического нагрева – в аппаратах электроконтактной сварки, по принципу косвенного электрического нагрева – в нагревательных элементах. Электродный способ применяется для нагрева неметаллических проводящих материалов и сред.

Нагреваемый материал или среда помещается между электродами, к которым подводится переменное напряжение.

Электродуговой нагрев. Для зажигания дуги электроды, присоединенные к источнику питания, на мгновение соприкасаются, а затем медленно разводятся. Сопротивление контакта в момент разведения электродов сильно нагревается проходящим по нему током. С ростом температуры скорость свободных электронов настолько возрастает, что они отрываются от металла электродов и вылетают в воздушное пространство. При движении они сталкиваются с молекулами воздуха и расщепляют их на положительно и отрицательно заряженные ионы. Происходит ионизация воздушного пространства между электродами, которое становится электропроводным. Под действием напряжения источника положительные ионы устремляются к отрицательному полюсу (катоде), а отрицательные ионы — к положительному полюсу (аноду), тем самым образуя длительный разряд — электрическую дугу, сопровождающуюся выделением тепла. Температура дуги: у катода — около 2400 °С, у анода — около 2600 °С, в центре дуги — около 6000 - 7000 °С. Основное практическое применение находит прямой электродуговой нагрев в дуговых электросварочных установках. В установках косвенного нагрева дуга используется как мощный источник инфракрасных лучей.

Индукционный нагрев. В переменном магнитном поле в куске металла будет индуцироваться переменная ЭДС, под действием которой возникнут вихревые токи, вызывающие нагрев. Наибольшее распространение получил индукционный нагрев металлических тел (деталей, заготовок) в машиностроении и при ремонте техники, а также для закалки металлических деталей.

Диэлектрический нагрев. При диэлектрическом нагреве материал, подлежащий нагреванию, помещается между металлическими электродами — обкладками конденсатора, к которым подводится напряжение высокой частоты (0,5 - 20 МГц и выше) от специального высокочастотного генератора. Установка для диэлектрического нагрева состоит из лампового генератора высокой частоты, силового трансформатора и сушильного устройства с электродами. Применяется главным образом для сушки и тепловой обработки древесины, бумаги, продуктов и кормов (сушки зерна, овощей и фруктов), молоко.

Электронно-лучевой (электронный) нагрев. При встрече потока электронов (электронного луча), ускоренных в электрическом поле, с нагреваемым телом электрическая энергия превращается в тепловую. Применяется в промышленности для сварки очень мелких деталей и выплавки сверхчистых металлов.

Кроме рассмотренных способов электронагрева, в производстве и быту находит применение инфракрасный нагрев (облучение).

Классификация электротехнологических установок

К электротехнологическому оборудованию относятся: электрические печи и электронагревательные установки, электросварочные установки всех видов, установки для размерной электрофизической и электрохимической обработки металлов.

В электропечах и электротермических устройствах сопротивления используется выделение тепла электрическим током при прохождении его через твердые и жидкие тела. Превращение электроэнергии в тепло в них происходит в твердых нагревательных элементах, от которых тепло путем излучения, конвекции и теплопроводности передается нагреваемому телу, либо в жидком теплоносителе - расплавленной соли, в которую погружается нагреваемое тело, и тепло передается ему путем конвекции и теплопроводности.

Плавильные печи сопротивления применяют преимущественно при производстве литья из легкоплавких металлов и сплавов. Работа плавильных дуговых электропечей основана на выделении тепла в дуговом разряде. В электрической дуге концентрируется большая мощность и развивается температура свыше 3500° С. Дуговая сталеплавильная печь используется при производстве фасонного литья из цветных металлов, их сплавов и чугуна. В дуговых печах прямого нагрева одним из электродов служит само расплавляемое тело. Эти печи предназначены для выплавки стали, тугоплавких металлов и сплавов.

В индукционных печах и устройствах тепло в электропроводном нагреваемом теле выделяется токами, индуцированными в нем переменным электромагнитным полем. Нагревательные индукционные печи и установки используют для нагрева заготовок под пластическую деформацию и для проведения разного рода термообработки. Индукционные термические устройства применяют для поверхностной закалки и других специализированных операций.

Трубчатые электрические нагреватели - ТЭНы:

Любой электрический нагреватель сопротивления представляет собой высокоомное сопротивление (нагревательный элемент), оборудованный вспомогательными устройствами для подвода тока, электроизоляции, защиты от механических повреждений, крепления. Обычно ТЭН состоит из тонкостенной (0,8 - 1,2 мм) металлической трубки (оболочки), в которой размещена спираль из проволоки большого удельного электрического сопротивления. Концы спирали соединены с контактным стержнем, наружные выводы которого служат для подключения нагревателя к питающей сети. Материалом трубки может быть углеродистая сталь, если температура поверхности ТЭНа в рабочем режиме не превышает 450°C, и нержавеющая сталь при более высоких температурах или при работе ТЭНа в агрессивных средах.

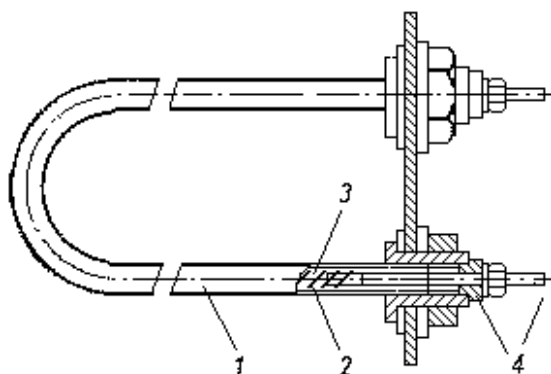


Рисунок 2 Конструкция ТЭНа

1 - Трубка; 2 - Нагревательный элемент; 3 - Изолирующий слой; 4 - Контактная группа.

Спираль изолируют от трубки наполнителем, имеющим высокие электроизоляционные свойства и хорошо проводящим теплоту. В качестве наполнителя, чаще всего, применяют периклаз (кристаллическая смесь магния). После заполнения наполнителя трубку ТЭНа опрессовывают. Под большим давлением периклаз превращается в монолит, надежно фиксирующий спираль по оси трубки ТЭНа. Опрессованный ТЭН может быть изогнут для придания необходимой формы. Контактные стержни ТЭНа изолируют от трубки изолятором, торцы герметизируют влагозащищенным кремнийорганическим лаком.

Преимущество ТЭНов - универсальность, надежность и безопасность обслуживания. ТЭны не боятся вибраций и ударов, но не являются взрывобезопасными. Рабочая температура ТЭНов может достигать 800°C. Вследствие герметизации спиралей срок службы ТЭНов достигает 10 тысяч часов.

К недостаткам ТЭНов следует отнести высокую металлоемкость и стоимость из-за использования дорогостоящих материалов (нихром, нержавеющая сталь), не очень высокий срок службы, невозможность ремонта при перегорании спирали.

Способы экономии электроэнергии в электрических печах:

1. Систематический контроль изоляции температуры электрической печи.
2. Улучшение герметичности электропечей.
3. Максимальное использование рабочего объема электропечи за счет плотной кладки одинаковых деталей, совместной обработки различных деталей, усовершенствование конструкций загрузочных приспособлений.

4. Применение автоматического регулирования температуры электрических печей. Снижение расхода электроэнергии на выработку тепла при этом происходит до 25%.

5. Применение электрических печей с переменным рабочим объемом (с подвижным сводом).

6. Уменьшение массы и размеров загрузочной тары электрической печи

7. Сушка изделий инфракрасными лучами.

8. Применение подогрева селитровых, соляных, масляных и других ванн трубчатыми, нагревательными элементами, опущенными непосредственно в обогреваемую среду, взамен подогрева ванн нихромовыми спиралями, размещенными в футеровке наружных стен ванн.

Сопоставление эффективности нагрева металла в газопламенных печах и индукционных установках твч (токи высокой частоты)

В соответствии с рекомендациями Департамента по энергоэффективности Госстандарта Республики Беларусь коэффициент пересчета электрической энергии в условное топливо принимают $K_z = 0,28$ т.у.т./МВт·ч (кг.у.т./кВт·ч) – усредненный удельный расход на отпуск электроэнергии от энергоисточников ГПО «Белэнерго». [5] Для природного газа составляет $K_g = 1,15$ т.у.т./тыс. м³ (кг.у.т./ м³). Стоимость условного топлива принимается в размере 215 долл. США/т.у.т. [4]

Рассмотрим процесс нагрева металла в газовой печи и индукционном нагревателе до температуры 1200 °С. 845 МДж/т – количество теплоты, которое поглощает 1 т металла. Примем, что КПД установки индукционного нагрева $\eta_{и.н} = 70 \%$. Тогда затраты электроэнергии на нагрев 1 т металла составят:

$$W_{и.н.} = \frac{845}{3,6 \cdot \eta_{и.н.}} = 335,32 \left(\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{т}} \right) = 93,24 \frac{\text{кг.у.т.}}{\text{т}}, \quad (3)$$

До реконструкции печи был принят КПД $\eta = 12 \%$ (без учета затрат топлива на разогрев печи и во время простоев, в действительности средний КПД ниже). Следовательно, расход природного газа с теплотворной способностью 34,5 МДж/м³ составит:

$$B_{з.н.} = \frac{845}{34,5 \cdot \eta_{з.н.}} = 204,1 \left(\frac{\text{м}^3}{\text{т}} \right) = 240,33 \frac{\text{кг.у.т.}}{\text{т}}, \quad (4)$$

Затраты с учетом принятой цены условного топлива при использовании индукционного нагрева составят:

$$З_{и.н.} = \frac{93,24 \cdot 215}{1000} = 20,05 \frac{\text{долл.США}}{\text{т}}, \quad (5)$$

Применение газопламенной печи приводит к удельным затратам в размере:

$$З_{з.н.} = \frac{240,33 \cdot 215}{1000} = 51,67 \frac{\text{долл.США}}{\text{т}}, \quad (6)$$

Таким образом, для того, чтобы в данном случае газовый нагрев с точки зрения энергоэффективности стал конкурентоспособным с индукционным, следует увеличить КПД газовой печи в $51,67/20,05 = 2,58$ раза, то есть до 30,93 %.

Рассмотрим пример ОАО «Минский автомобильный завод»: 272 долл. США за 1000 м³ природного газа (по курсу за 2013 год 1дол. США $\approx$ 9740 бел.руб. и стоимости 1000 м³ природного газа приблизительно равной 2 686 970 бел.руб) при стоимости и 111,4 долл. США за 1000 кВт·ч.[6] Будем считать, что время работы нагревателя составляет около 6000 ч в год, а объем производства при производительности 1 т/ч, соответственно, 6000 т/год. Тогда при использовании индукционной нагревательной установки, дополнительные затраты с учетом тарифа за заявленную мощность 12,95 долл. США/кВт составят:

$$З_{и.н.}(N) = \frac{12,95 \cdot 335,32 \cdot 12}{6000} = 8,68 \frac{\text{долл.США}}{\text{т}}, \quad (7)$$

За потребленную электроэнергию:

$$З_{\text{и.н.}} = \frac{335,32 \cdot 111,4}{1000} = 37,35 \frac{\text{долл. США}}{\text{т}}, \quad (8)$$

Следовательно, общие затраты при использовании индукционного нагревателя будут равны:

$$З_{\text{и.н.}}(N) + З_{\text{и.н.}} = 8,68 + 37,35 = 46,03 \frac{\text{долл. США}}{\text{т}}, \quad (9)$$

Затраты при использовании газового нагрева составят:

$$З_{\text{г.н.}} = \frac{204,1 \cdot 272}{1000} = 55,52 \frac{\text{долл. США}}{\text{т}}, \quad (10)$$

Таким образом, при существующих ценах на энергоресурсы газовая нагревательная печь сможет конкурировать с индукционным нагревателем уже при КПД 14,5%.

Если рассмотреть теоретическую задачу, в которой источником электроэнергии будет генерирующая установка с КПД $\eta_{\text{э}}$, (например, когенерационная установка), то выбор между газовым и электрическим нагревательным устройством с точки зрения использования первичного источника энергии (природного газа), можно осуществить на основе соотношения (11).

$$\eta_{\text{и.н.}} \cdot \eta_{\text{э}} = \eta_{\text{г.н.}}, \quad (11)$$

Например, при изменении $\eta_{\text{э}}$ от 30 до 60 % КПД газопламенной печи, способной конкурировать по уровню энергозатрат с индукционным нагревателем ($\eta_{\text{и.н.}} = 70\%$), необходимо будет увеличить от 21 до 42 % (рисунок 3). Тогда для того, чтобы использовать газовый нагрев взамен индукционного, новая газопламенная печь должна иметь КПД не менее 31 %.

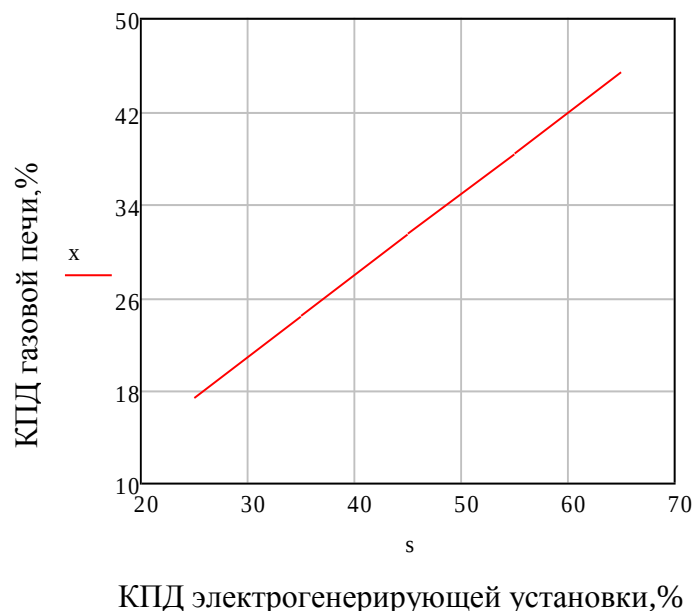


Рисунок 3 Изменение уровня КПД газовой печи, способной конкурировать по уровню энергозатрат с индукционным нагревателем ($\eta_{\text{и.н.}} = 70\%$) при использовании электрогенерирующих установок с различным КПД

Полученные результаты позволяют сделать некоторые выводы:

1. При выборе способа нагрева либо оценке целесообразности модернизации газопламенной печи следует выполнить предварительный расчет эффективности данного вида нагрева по сравнению с электрическими установками. С точки зрения

энергоэффективности применение газового нагрева целесообразно лишь в том случае, если КПД пламенной печи превышает некое пороговое значение (в зависимости от конкретных условий и действующих тарифов на энергоносители).

2. Помимо показателей энергоэффективности необходимо оценивать различные варианты нагрева с точки зрения технологических преимуществ. В данном отношении индукционный нагрев обладает явными преимуществами по сравнению с газовым. К недостатком газового нагрева можно также отнести окисление.

3. В процессе расчетов следует учитывать, что применение рекомендаций Департамента по энергоэффективности Республики Беларусь относительно стоимости условного топлива приводят к некорректным результатам и завышению эффективности электронагрева. При выполнении обоснования энергосберегающих мероприятий более корректно использовать действующие тарифы на энергоресурсы. Допустима и необходима лишь сравнительная оценка энергопотребления при переводе различных источников энергии в условное топливо, а также сопоставление капитальных и эксплуатационных затрат. Необходимо также учитывать срок службы печи.

Заключение

В настоящее время в Беларуси индукционный нагрев на промышленных предприятиях занимает значительное место и имеет ряд преимуществ по сравнению с традиционными нагревательными устройствами. Актуальными также остаются задачи по энерго- и ресурсосбережению, которые невозможно решить без внедрения нового высокопроизводительного и энергосберегающего оборудования. Положительной тенденцией является то, что в последние годы в Республике Беларусь освоен выпуск генераторов и оборудования индукционного нагрева отечественного производства.

После сравнительного анализа электрического нагрева и нагрева при сжигании топлива можно установить некоторые преимущества данного вида нагрева: очень простое и точное осуществление заданного температурного режима; возможность концентрации высоких мощностей в малом объеме; отсутствие воздействия газов на обрабатываемое изделие; возможность вести обработку в благоприятной среде (инертный газ или вакуум); малый угар легирующих присадок; высокое качество получаемых металлов; легкость механизации и автоматизации электротермических установок; возможность использования поточных линий; лучшие условия труда обслуживающего персонала. К недостаткам электрического нагрева можно отнести более сложную конструкцию и высокую стоимость установки и получаемой тепловой энергии.

Сопоставление эффективности нагрева металла в газопламенной и индукционной установках показало, что электронагрев является экономически более выгодным. Затраты при использовании индукционной печи в 1.2 раза меньше затрат при использовании газового печи.

При модернизации печи целесообразным будет использовать индукционные установки. Несмотря на высокую стоимость оборудования, данные установки имеют более высокий КПД, являются экологичными и модернизированными, не требуют дополнительных затрат на транспортировку природного газа, тем самым позволяют экономить затраты на их использование. Их стоимость вполне оправдывает себя в процессе эксплуатации.

Литература

1. Андрижиевский, А.А. «Энергосбережение и энергетический менеджмент: учеб. пособие»/А.А. Андрижиевский, В.И. Володин.-2-е изд., испр.-Мн.:Выш.шк., 2005.-294с.
2. Сопоставление эффективности нагрева металла в газопламенных печах и индукционных установках ТВЧ / В. И. Тимошпольский [и др.] // Металлургия: республиканский межведомственный сборник научных трудов. Вып. 35 / ред. колл.: В. И. Тимошпольский [и др.]. – Минск : БНТУ, 2014. – С. 40 - 45.

УДК 621.3

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ДЛЯ СТРОИТЕЛЬСТВА МАЛЫХ ГЭС

Радкевич А.А.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Введение

Гидроэлектростанции малой мощности обладают целым рядом преимуществ, которые делают это оборудование все более популярным. Прежде всего, стоит отметить экологическую безопасность мини ГЭС – критерий, который становится все более важным в свете проблем защиты окружающей среды. Малые гидроэлектростанции не возникает вредного влияния ни на свойства, ни на качество воды. Акватории, где устанавливается гидроэлектростанция малой мощности, можно использовать как для рыбохозяйственной деятельности, так и в качестве источника водоснабжения населенных пунктов. Кроме того, для работы малых ГЭС нет необходимости в наличии больших водоемов. Они могут функционировать, используя энергию течения небольших рек и даже ручьев.

Что касается экономической эффективности, то и здесь у микро и мини гидроэлектростанций есть немало преимуществ. Станции, разработанные с учетом современных технологий, отличаются простой в управлении, они полностью автоматизированы. Таким образом, оборудование не требует присутствия человека. Специалисты отмечают, что и качество тока, вырабатываемого малыми ГЭС, соответствует требованиям ГОСТа как по напряжению, так и по частоте. При этом, мини ГЭС могут действовать как автономно, так и в составе электросети.

Говоря о малых гидроэлектростанциях, стоит отметить и такое их преимущество, как полный ресурс их работы, который составляет не менее 40 лет. Ну а главное - объекты малой энергетики не требуют организации больших водохранилищ с соответствующим затоплением территории и колоссальным материальным ущербом.

1. Общие сведения о гидроэлектростанциях

Целью данного исследования является проведение Технико-экономического обоснования для строительства малых ГЭС. Малые ГЭС представляют собой комплекс сооружений и оборудования, обеспечивающих электроснабжение различных по своей структуре потребителей, в соответствии с их требованиями. Состав сооружений, их конструкция и компоновка, количество и тип основного и вспомогательного оборудования определяются исходя из принципов комплексного использования гидроэнергетических ресурсов и обеспечения экологической безопасности функционирования объектов.

По своему назначению, режиму работы и расположению в общей схеме электроснабжения потребителей, малые ГЭС подразделяются на системные и автономные.

Вопрос использования малых ГЭС в энергосистеме имеет основное значение при обосновании экономической целесообразности строительства малых ГЭС. Эффективно использование малых ГЭС в местных энергосистемах, где они выполняют функцию суточного или недельного регулирования, а иногда используется для регулирования частоты тока в сети.

Автономные малые ГЭС используют гидроэнергоресурсы малых водотоков и строятся для электроснабжения потребителей, удаленных от энергосистемы. Для таких ГЭС определяющим являются их сравнительно низкая стоимость, высокая надежность и малые эксплуатационные затраты. Эффективность строительства автономных малых ГЭС определяется путем сравнения затрат на их создание с затратами на альтернативные варианты электроснабжения по длинным линиям электропередач или с использованием дизельных электростанций. Автономные малые ГЭС предназначены для работы на изолированного потребителя самостоятельно или параллельно с другими электрическими станциями малой мощности, такими как дизельные, ветровые, солнечные. В этом случае

создается автономный миниэнергокомплекс и эффективность работы малой ГЭС повышается [6].

Одним из основных признаков классификации гидроэлектростанций является установленная мощность ГЭС. Согласно этой классификации ГЭС делят на пять категорий:

- крупные ГЭС - мощность от 10 МВт и выше;
- малые ГЭС - мощность от 1 до 10 МВт;
- мини-ГЭС - мощность от 100 кВт до 1 МВт;
- микро ГЭС - мощность менее 100 кВт.

Верхняя граница мощности малой ГЭС в разных странах оценивается по-разному. В разных странах верхняя граница мощности малых ГЭС колеблется от 1,5 до 30 МВт.

Кроме перечисленных ГЭС необходимо выделить еще одну категорию — мобильные ГЭС. Эта категория ГЭС включает в себя бесплотинные, рукавные, свободно-поточные, переносные и другие типы ГЭС компактного и блочного исполнения.

По напору ГЭС делятся на низко- (3-25 м.), средне- (25-60 м.) и высоконапорные (более 60 м.).

Строительство ГЭС малой мощности осуществляется по трем известным схемам, позволяющим создать сосредоточенный напор: плотинная, деривационная и комбинированная (плотиннодеривационная)

Плотинная схема создания напора - это наиболее распространенная схема использования гидроэнергетического потенциала малых водотоков. Особое влияние на тип и компоновку сооружений, образующих гидроузлы, играет величина напора и место расположения здания ГЭС. По этим признакам различают два основных варианта компоновки ГЭС: **русловые** и **приплотинные**.

При **деривационной** схеме высота плотины может быть небольшой, обеспечивающей лишь отвод воды из реки в деривацию. На ГЭС малой мощности с безнапорной деривацией вода транспортируется по безнапорному водопроводящему тракту, обычно по открытым каналам или лоткам. При пересеченном или горном рельефе местности, деривацию можно выполнить в виде туннеля, прорезывающего горный массив, или в виде трубопровода, уложенного по поверхности земли [6].

Малые ГЭС, по сравнению с крупными и средними, оказывают существенно меньшее влияние на окружающую природную среду, позволяют использовать унифицированные строительные конструкции, а также обеспечить полную автоматизацию процесса эксплуатации [3].

К общим достоинствам ГЭС можно отнести:

- постоянная естественная возобновляемость энергоресурсов
- низкая себестоимость электрической энергии;
- длительный срок службы, до 50 лет;
- меньшие эксплуатационные затраты;
- генераторы ГЭС можно достаточно быстро включать и выключать в зависимости от

графика нагрузки;

- отсутствует загрязнение воздуха

В качестве недостатков малых ГЭС можно отметить такие, как:

- резкое сокращение водного стока в зимний период (вплоть до полного прекращения из-за промерзания реки);
- значительные удельные капитальные вложения;
- длительные сроки строительства;
- большие удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности [2];

Белорусские ГЭС низконапорные и имеют небольшую мощность, что определяется равнинным рельефом территории страны.

Потенциальная мощность всех водотоков страны оценивается (в месяцы максимального водотока во время весеннего половодья) в 850 МВт. Технически доступная мощность при этом составляет 520 МВт, экономически целесообразная - 250 МВт. Это

означает, что электрическая мощность с учетом КПД гидротурбин (80 %) и гидрогенераторов (90 %) следующая: технически доступная - 374 МВт, экономически целесообразная - 180 МВт. Это также означает, что возможная выработка электроэнергии при коэффициенте использования номинальной мощности гидрогенераторного оборудования 0,4 составит: технически доступная - 1,31 млрд кВт ч, экономически целесообразная - 0,63 млрд кВт ч (или 1,8-2,0 % общего электропотребления страны). Наибольший потенциал гидроэнергетики сосредоточен в Гродненской, Витебской и Могилевской областях на участках бассейнов Немана, Западной Двины и Днепра[1].

2.Методика технико-экономического расчета для оценки эффективности малых ГЭС.

Далее в данной работе мы проанализируем, целесообразно ли строительство малой ГЭС, сравнивая с альтернативным вариантом- строительством ТЭС.

Основным методом оценки экономической эффективности сооружения малых ГЭС, как и обычных гидроэнергетических объектов, является метод сравнительной эффективности.

По этому методу сопоставляются затраты, связанные с сооружением и последующей эксплуатацией рассматриваемого энергетического объекта, с аналогичными затратами по альтернативному проекту, обеспечивающему одинаковый энергетический эффект. Обобщающей экономической характеристикой и варианта строительства МГЭС, и альтернативного решения в соответствии с типовой методикой эффективности капитальных вложений являются приведенные затраты.

Приведенные затраты для теплоэлектростанции можно определить, как:

$$Z_1 = E_n K_1 + I_1 + C_1 B_1, \text{руб/год} . \quad (1)$$

где K_1 - единовременные капитальные вложения, руб.; I_1 - годовые эксплуатационные издержки, руб./год; E_n - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, 1/год; C_1 - стоимость используемого топлива, руб./т; B_1 - годовой расход топлива, т/год.

Годовой расход топлива можно определить через количество вырабатываемой электроэнергии (W_1 , кВт·ч) и удельного расхода топлива на один киловатт-час (b , т/кВт·ч). После преобразования выражение (4.24) можно записать в виде

$$Z_1 = E_n K_1 + I_1 + C_1 b W_1, \text{руб/год} . \quad (2)$$

При строительстве в рассматриваемом районе МГЭС потребитель часть электроэнергии (W_2) будет получать от неё, недостающее количество ($W_1 - W_2$) - от ТЭС. Приведенные затраты Z_2 в этом случае

$$Z_2 = E_n K_1 + I_1 + C_1 b (W_1 - W_2) + E_n K_2 + I_2, \text{руб/год} . \quad (3)$$

где K_2 и I_2 - капитальные затраты (руб.) и суммарные годовые издержки (руб./год) на МГЭС.

Электроснабжение потребителя от МГЭС целесообразно при выполнении условия

$$Z_1 = Z_2 \quad (4)$$

Суммарные годовые издержки I_2 на МГЭС можно определить, как

$$I_2 = \sum_{i=1}^n E_i K_2, \text{руб/год} . \quad (5)$$

где E_i - нормы отчисления на амортизацию, текущий ремонт и т.п.

Для гидроэнергетических объектов нормативный коэффициент эффективности E_n принимается равным 0,12. При большом влиянии объектов на развитие экономики района коэффициент может быть снижен до 0,08. Сумма ежегодных отчислений для МГЭС по принятым в настоящее время нормам составляет 2...6% от капитальных затрат.

Технико-экономический расчет

Определим экономическую эффективность строительства малой ГЭС при водохранилище неэнергетического назначения. Построенная малая ГЭС будет работать в составе энергосистемы. В качестве альтернативы сооружения малой ГЭС будем рассматривать строительство тепловой электростанции (ТЭС) с удельными капиталовложениями 2310 руб./кВт. В расчете принята стоимость угля для $C_1 = 384.5$ рублей

за тонну условного топлива, $\beta = 335$ г у.т./кВт. Затраты в заменяемом варианте определены по вытесняемой мощности и выработке энергии ТЭС. Удельные капитальные затраты для малых ГЭС по данным [5], могут составлять: 1150-3450 \$ / кВт

Результаты расчета сведены в таблицу 1.

Таблица 1 – Расчет эффективности строительства МГЭС

Показатели	ГЭС	ТЭС
Установленная мощность, МВт	1,3	1,4
Годовая выработка электроэнергии, млн кВт·ч	10,4	11,2
Капиталовложения, тыс.руб.	4251	3234
Ежегодные издержки, тыс.руб. в том числе на топливо	183,3	1767,6
Приведенные затраты, тыс.руб./год: для ГЭС (0.12К+И) для ТЭС (0.12К+И+СВ)	693,42	2155,08

Годовая выработка рассчитывалась на 8000 ч работы МГЭС в год. За год на ТЭС расходуется 3752 т у.т..

Капиталовложения сооружения ГЭС рассчитывались с учетом того, что стоимость оборудования составляет около 55% в структуре затрат при сооружении МГЭС при готовом напорном фронте (табл. 2).

Таблица 2 – Удельные экономические показатели

Наименование	ГЭС	ТЭС
Удельные капиталовложения, тыс.руб./кВт	3,27	2,31
Стоимость, руб./ кВт·ч.	0,067	0,192
Себестоимость, руб./ кВт·ч	0,017	0,157

Где

$C = \frac{3}{W}$ – стоимость электрэнергии;

$C_e = \frac{I}{W}$ – себестоимость электроэнергии

Экономия топлива от строительства малой ГЭС:

$$\Delta B^{ГЭС} = W_{отн} \cdot \beta = 10,4 \cdot 10^6 \cdot 335 \cdot 10^{-6} = 3484 \text{ т.у.т.}$$

Годовой экономический эффект от строительства МГЭС

$$(C_{e_{ТЭС}} - C_{e_{ГЭС}}) \cdot W_{ТЭС} = (0,157 - 0,017) \cdot 11,2 = 1,568 \text{ млн. руб.}$$

Срок окупаемости капиталовложений в ГЭС

$$C_p = \frac{K_{ГЭС}}{W_{отн} \cdot \beta \cdot 10^{-6} \cdot C} = \frac{4251 \cdot 10^3}{10,4 \cdot 10^6 \cdot 335 \cdot 10^{-6} \cdot 384,5} = 3,17 \text{ года.}$$

Заключение

Как видно из приведенного расчета, сооружение гидроэлектростанции мощностью 1,3 МВт представляется вполне эффективным мероприятием. Немаловажно, что на ГЭС более низкие, чем на ТЭС приведенные затраты, а, следовательно, и более низкая стоимость электроэнергии.

К преимуществам ГЭС можно отнести: отсутствие загрязнения воздуха, постоянную естественную возобновляемость энергоресурсов, низкую себестоимость электрической энергии, длительный срок службы, небольшие эксплуатационные затраты, манёвренность генераторов ГЭС.

В качестве недостатков малых ГЭС можно отметить такие, как: резкое сокращение водного стока в зимний период (вплоть до полного прекращения из-за промерзания реки), значительные удельные капитальные вложения, длительные сроки строительства, большие удельные капиталовложения на 1 кВт установленной мощности.

Также в заключение, можно сказать, что современная гидроэнергетика, особенно при использовании энергии небольших водотоков, является не только одним из наиболее экономичных, но и еще и экологически чистых способов получения электроэнергии. В связи с этим государственная программа строительства гидроэлектростанций стимулирует интерес компаний с иностранным капиталом к возведению ГЭС на территории Беларуси.

Литература

1. Государственная программа строительства в 2011 - 2015 годах гидроэлектростанций в республике беларусь, 2010. – 15 с.
2. Энергоэффективность и энергетический менеджмент : учеб-но-методическое пособие / Т. Х. Гулбрандсен, Л. П. Падалко, В. Л. Червинский. – Минск : БГАТУ, 2010. – 240 с.
3. Гительман Л.Д. и Ратников Б.Е. (Эффективная энергокомпания, Москва, ЗАО «Олимпия-Бизнес», 2002 г.)
4. Использование возобновляемой энергии / Елистратов В. В., Санкт-Петербургский государственный политехнический университет, 2008

УДК 621.321

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ В ХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ

Тараканова А.И.

Научный руководитель – к.т.н., доцент Петруша Ю.С.

Целью данной работой является нахождения способов повышения энергоэффективности в химической промышленности и нефтепереработке.

Для повышения эффективности развития экономики большое значение имеет рациональное использование и экономия сырьевых и топливно-энергетических ресурсов (ТЭР). Технологии по повышению эффективного использования ТЭР развиваются в двух направлениях: разработки по совершенствованию действующих технологических процессов, направленные на снижение удельных расходов сырья, материалов, энергозатрат, а также повышение качества и экологичности выпускаемой продукции и технологических процессов; разработки принципиально новых видов химической и нефтехимической продукции, а также способов их получения. [1]

Химическая промышленность является одним из основных крупных потребителей энергоресурсов. В отрасли в виде топлива, тепловой и электрической энергии расходуется 13% всей перерабатываемой нефти, доля топлива составляет почти 40%, тепловой энергии - 14%, электроэнергии – 14%. [2]

В химико-технологических процессах энергия затрачивается на проведение химических реакций, на вспомогательные операции: транспортировку материалов, дробление, фильтрацию, сжатия газов и т.п. Капитальные затраты на энергетическую базу при строительстве химических предприятий составляет от 10 до 53%. Показателем энергоемкости того или иного химического производства является расход энергии на единицу получаемой продукции.

Расход энергии на получение различных химических продуктов не одинаков: имеется производства, отличающиеся высокой энергоемкостью, и производства с относительно небольшим потреблением энергии.

Эффективное использование сырья и энергии в технологических процессах - одна из важнейших проблем химической промышленности.

К числу основных способов ресурсосбережения относятся: наилучшее использование движущие силы химико-технологических процессов, рациональное использование топливно-энергетических ресурсов, наилучшее структурно-функциональное использования аппаратов и машин, способ замкнутого водоснабжения, обеспечение и повышение надежности химических производств, рациональная компоновка оборудования химических производств.

Основные направления снижения энергоёмкости производства в химической промышленности следующие:

1. создание и внедрение новых технологических процессов;
2. автоматизация поточных линий производств, обеспечивающая наиболее эффективное использование сырьевых, материальных ресурсов и ТЭР;
3. исключение промежуточных операций (перекачка сырья, их охлаждение и последующий нагрев);
4. применение катализаторов, позволяющих повысить выход целевых продуктов;
5. широкое применение сбросной энергии для технологических нужд в системах внутризаводской промышленной теплофикации.

Применение новых технических средств (такие как лазер, плазма, электромагнитные поля, потоки высоких частиц) расширяют возможности влияния на протекание химических реакций (могут быть достигнуты более высокие значения температуры и давления, а также скорости их изменения).

Особое внимание уделяется экономии энергии (например, повышение качества тепловой изоляции оборудования и трубопроводов).

Значительная экономия сырья и энергии может достигаться за счёт повышения уровня использования вторичных материальных ресурсов и ТЭР, максимальное применение рекуперации теплоты в технологических агрегатах, а также при утилизации других видов низкопотенциальной теплоты с использованием тепловых насосов и абсорбционных холодильных машин. Примером могут послужить:

1. использование танковых газов, выделяемых при дросселировании аммиака, в качестве котельно-печного топлива;
2. использование дымовых газов для подогрева природного газа;
3. использование отходящих газов и промышленных сточных вод для получения холода (водоаммиачная холодильная машина);
4. преобразование тепловой энергии в электрическую энергию, основанное на магнетогидродинамическом принципе (использование МГД-генератора)

Применение энерготехнологических установок позволяет максимально эффективно и комплексно использовать топливо в качестве источника получения тепловой и электрической энергии, а также сырья для химической и нефтеперерабатывающей промышленности, металлургии и других отраслей экономики при одновременном предотвращении загрязнения окружающей среды.

Энерготехнологическими установками называют комплексы энергетических и технологических агрегатов, тесно связанных между собой и состоящих из энергоблока, блока термической переработки топлива, блоков разделения и очистки получаемых продуктов. В таких установках наряду с энергетическими процессами (полное сжигание горючего газа и полукокса, преобразование теплоты в работу) осуществляются технологические процессы (газификация, пиролиз или коксование топлива) [1].

Простейшая система применима при потреблении большинства твёрдых, жидких и газообразных видов топлива, однако её назначение зависит от конкретных условий. Такие простейшие схемы служат для получения жидких смол, высококалорийного газа, цементного кликера и других строительных материалов и т.п.

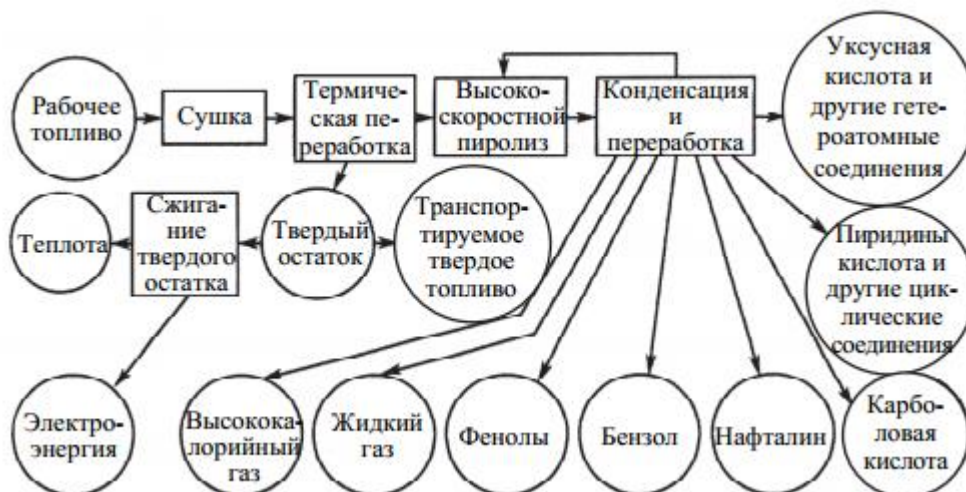


Рисунок 1 Схема энерготехнологической системы использования твёрдого топлива

Рациональное использование ТЭР в химической промышленности и нефтепереработке позволит добиться значительного экономического эффекта и сохранения окружающей среды.

Количественная оценка управления энергоэффективностью.

Химическая и нефтехимическая промышленность весьма разнообразна, с множеством компаний, выпускающих десятки тысяч видов продукции в количествах от нескольких килограммов до тысяч тонн, и с ситуациями, когда несколько продуктов изготавливаются совместно в рамках одной технологии производства. Ввиду такой сложности надежные данные об энергопотреблении на уровне отдельных технологий не доступны. Кроме того, более половины объема потребления топлива учитывается как исходный материал, то есть,

относится к неэнергетическому потреблению. В то время как разработать отдельные показатели для всех видов химической и нефтехимической продукции представляется нереальным, теоретически возможно построить агрегированные энергетические показатели (исключая использование энергоресурсов в качестве исходных материалов), вместе с отдельными показателями для ключевых видов продукции, таких как аммиак, этилен, пропилен, бензол, толуол и ксилол. Кроме того, нужно учитывать, что некоторые продукты могут изготавливаться разными производственными процессами. Однако в действительности проблемы с данными являются существенными, и не всегда возможно отделить энергоресурсы, относящиеся к сырью, от общих энергетических данных в отчетности, что затрудняет анализ влияния качества сырья на энергопотребление.

Поэтому использовался подход с разработкой агрегированного показателя (включающего и сырье), который соотносит фактическое энергопотребление с уровнем наилучшей доступной технологией (НДТ). Энергетические показатели для продукции химии и нефтехимии отличаются от прочих подсекторов именно из-за заключенных в ней энергии и углероде. В идеальном случае показатели должны разрабатываться на уровне отдельных технологий и видов продукции, однако, отсутствие энергетических данных на таком уровне детализации делает этот подход неосуществимым. Вместо этого разрабатываются агрегированные показатели как для энергии (включая потребление энергоресурсов в качестве сырья), так и для CO₂ (включая выбросы, связанные с использованием энергии, и технологические выбросы) на основе 42 наиболее важных видов продукции, представляющих более 95% всего потребления энергоресурсов в химической и нефтехимической промышленности. Эти показатели следующие:

1. общее потребление энергии, за исключением электричества, в сравнении с НДТ;
2. общее потребление энергии, включая электричество, в сравнении с НДТ;
3. общие и технологические выбросы CO₂ в сравнении с НДТ.

Для промышленных предприятий в качестве показателя энергоэффективности их функционирования используется показатель удельного расхода энергии на производимую продукцию, или, иначе называемый, показатель энергоемкости. Он показывает, сколько энергоресурсов или энергии затрачивается на производство единицы продукции предприятия. Сравнивая эти показатели для различных предприятий, выпускающих однородную продукцию, можно сделать вывод: чем ниже расход энергии на единицу продукции, тем энергоэффективнее функционирует предприятие.

Следует заметить, что энергоэффективность при этом зависит не только от коэффициента полезного действия используемых на предприятии энергоустановок, но и от применяемой технологии, которая может быть, как расточительной в части использования энергии, так и энергосберегающей. В последнем случае эффект от использования энергии, выражаемый в объеме произведенной продукции, будет гораздо больше, чем для устаревшей технологии, потребляющей то же количество энергии.

Показатель энергоемкости, используемый для измерения энергоэффективности, может принимать различные формы, в зависимости от того, по какому виду энергоносителей выполняется расчет.

Можно выделить следующие показатели:

1. электроемкость продукции, определяемая отношением величины потребляемой электроэнергии $\mathcal{E}$ к размеру выпуска продукции Π :

$$\varepsilon_y = \mathcal{E}/\Pi. \quad (1)$$

2. теплоспособность продукции, определяемая отношением величины потребляемой тепловой энергии Q к размеру выпуска продукции Π :

$$q_y = Q/\Pi. \quad (2)$$

3. топливоспособность продукции, определяемая отношением величины потребляемого топлива B к размеру выпуска продукции Π :

$$b_y = B/\Pi. \quad (3)$$

Топливоемкость может дифференцироваться по видам топлива (природный газ, жидкое топливо, уголь), а тепловая энергия может дифференцироваться по видам тепла (пар, горячая вода).

Обобщающая характеристика энергоэффективности выражается показателем энергоемкости, рассчитанным для всех видов потребляемой энергии, и определяется по формуле:

$$\Xi = (\Xi \cdot \kappa_1 + Q \cdot \kappa_2 + B) / \Pi, \quad (4)$$

где κ_1 и κ_2 – коэффициенты, переводящие соответственно электроэнергию и тепловую энергию в топливные единицы измерения, например в тонны условного топлива.

Числитель может быть выражен также в единицах измерения электрической или тепловой энергии.

Возможны различные подходы к определению указанных коэффициентов. Один из них основан на использовании топливного эквивалента. Второй подход - на использовании коэффициентов топливоиспользования при производстве энергии.

Выводы:

1. Технологии по повышению эффективного использования ТЭР развиваются в двух направлениях: разработки по совершенствованию действующих технологических процессов, направленные на снижение удельных расходов сырья, материалов, энергозатрат, а также повышение качества и экологичности выпускаемой продукции и технологических процессов; разработки принципиально новых видов химической и нефтехимической продукции, а также способов их получения;
2. Особое внимание уделяется экономии энергии (например, повышение качества тепловой изоляции оборудования и трубопроводов) и значительная экономия сырья и энергии может достигаться за счёт повышения уровня использования вторичных материальных ресурсов и ТЭР;
3. Применение энерготехнологических установок позволяет максимально эффективно и комплексно использовать топливо в качестве источника получения тепловой и электрической энергии, а также сырья для химической и нефтеперерабатывающей промышленности, металлургии и других отраслей экономики при одновременном предотвращении загрязнения окружающей среды;
4. Ввиду сложности получения надежных данных об энергопотреблении на уровне отдельных технологий в качестве показателя энергоэффективности функционирования предприятий используется показатель удельного расхода энергии на производимую продукцию, или, иначе называемый, показатель энергоемкости. Технологические оборудования индивидуальны, поэтому предложить универсальную методику расчёта сложно.

Литература

- 1 Энергоэффективность и энергетический менеджмент. – Т.Х. Гулбрандсен, Л.П. Падалко, В.Л. Червинский. – М.: БГАТУ, 2010-240 с.
- 2 Энергосбережение в химической промышленности. – Р.М. Долинская. – М.: БГТУ, 2013.-82 с.

УДК 620.92

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ПРОЕКТИРОВАНИЮ ПОДСТАНЦИЙ 110 КВ

Лисай И.Г.

Научный руководитель – старший преподаватель Гапанюк С.Г.

В данный момент времени ведется активная работа по реконструкции морально устаревших систем электроснабжения, вопросы технического перевооружения энергетических объектов сохраняют приоритетное значение. Появляется всё больше успешных и новых проектов по модернизации энергетической инфраструктуры.

При строительстве электроподстанций главными требованиями являются надежность, экономичность, компактность объекта и удобство его обслуживания. Сокращение площадей имеет наибольшую актуальность в двух случаях. Во-первых, при строительстве подстанций в городской черте, где наблюдается дефицит свободной земли, и стоимость квадратных метров при этом очень высока. Во-вторых, при реконструкции существующих подстанций, когда на имеющейся территории нужно построить новый объект с переводом его на более высокий класс напряжения, например, с 35 на 110 кВ.

В последние годы появился ряд технических новшеств, которые позволяют отказаться от традиционных решений и схем компоновок подстанций и достичь качественно нового уровня исполнения.

В основе лежит комплексный подход, при котором удается достичь существенного сокращения сроков строительства и снижения затрат как минимум в 3 раза. В данном случае, когда идет проектирование, на заводе производятся модули, изготавливается оборудование. Параллельно на площадке заказчика ведутся проектно-изыскательские работы, планировка территории и устройство фундаментов. Тем временем начинают поступать металлоконструкции и блок-модули, из которых на месте без существенных трудозатрат комплектуется подстанция.

Процесс проектирования тоже оптимизирован и занимает минимум времени. Когда полезная площадь не превышает 300 квадратных метров, необходимо строительство максимально компактного здания. В этом случае оптимальным вариантом решения будет являться трехуровневая подстанция. Для объектов, где площадь застройки составляет 450 или 800 квадратных метров, существует возможность строительства двухуровневой и одноуровневой подстанции соответственно.

Еще один вариант снижения сроков сооружения подстанции – это использование модулей полной заводской готовности. Блоки поставляются с уже смонтированным технологическим оборудованием (в пределах одного модуля) или в качестве полностью оснащенного административного помещения, например, душевые, раздевалки, комнаты приема пищи и другие. *Поставка уже скомпонованных модулей дает возможность проведения сборки и пуско-наладки оборудования на площадке предприятия-изготовителя параллельно основной стройке на объекте.* На строительной площадке модули устанавливаются на общий фундамент, состыковываются между собой и подключаются к сетям внешних инженерных систем. При таком подходе время нахождения сотрудников и строительной техники подрядчика на стройплощадке снижается в 3-5 раз.

Модульная подстанция – это практически идеальный вариант для сложных климатических условий. Там, где период строительства ограничен погодными условиями, сооружение подстанции из модулей происходит достаточно быстро, а внутри модуля есть все условия для работы. При этом вопросы доставки в любую точку страны продуманы и не вызывают сложностей. Блоки имеют стандартные транспортные габариты, благодаря чему исключаются затраты на транспортировку негабаритных грузов.

Еще один важный момент – это значительное снижение площади застройки. Модульная подстанция занимает площадь в 2,5 раза меньше, чем классический вариант. Значительным преимуществом в условиях городской застройки является то, что она закрытая, то есть безопасна для эксплуатации.

Кроме того, сегодня ко всем объектам строительства, в том числе и подстанциям, предъявляются эстетические требования. Поэтому чем меньше места занимает подстанция и чем незаметнее среди прочих сооружений, тем лучше. Так, в одних случаях подстанция должна быть незаметной и не нарушать пейзаж окружающей среды, а в других, наоборот, может стать ярким и интересным акцентом в городском ландшафте.

Литература

1. Электротехнический справочник: в 4 т. / под общ. ред. В. Г. Герасимова [и др.]. – 9-е изд. – М.: МЭИ, 2003. – Т. 3: Производство, передача и распределение электрической энергии. – 2004. – 964 с.

УДК 621.316.98/99

МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ. МЕТОДИКА РАСЧЕТА

Власов А. А.

Научный руководитель – старший преподаватель Гапанюк С. Г.

Среднегодовая грозовая деятельность на территории Республики Беларусь составляет 40 – 60 часов в год. При недостаточной защите объектов молния может принести ощутимый ущерб как для зданий (при прямом ударе молнии), так и для различных коммуникаций (прямой удар молнии или индуцированные перенапряжения). В связи с этим возникает потребность определения необходимости установки элементов молниезащиты и заземления с точки зрения экономичности и надежности. Экономичность установки системы молниезащиты определяется сравнением суммы стоимости остаточного убытка при наличии мер защиты и стоимости мер молниезащиты с одной стороны и стоимости общего ущерба без мер молниезащиты CL с другой стороны:

$$CRL + CPM < CL \quad (1)$$

где CRL - стоимость остаточного убытка при наличии мер защиты;

CPM - стоимость мер молниезащиты;

CL - стоимость общего ущерба без мер молниезащиты.

Если неравенство (1) является верным, то установка элементов молниезащиты экономически целесообразна. В противном случае с экономической точки зрения выгоднее исправить последствия воздействия молнии, чем устанавливать систему молниезащиты. Однако кроме экономичности при определении необходимости установки системы молниезащиты должен учитываться фактор надежности. Для конкретных сооружений и коммуникаций при ударе молнии существует вероятность угрозы для жизни людей (например, коммуникации, ведущие в работающие шахты). Индуцированные перенапряжения помимо экономического ущерба также могут привести к угрозе для жизни людей.

После определения необходимости установки системы молниезащиты необходимо определиться с конструктивным устройством. В данном вопросе в настоящее время существует множество вариантов, из которых можно выбрать подходящий для конкретного объекта защиты. При этом уделяется особое внимание:

1) Месту установки молниеприемников. Они могут устанавливаться непосредственно на сооружение или быть отдельно стоящими. Выбор места установки зависит от многих факторов, в том числе от плотности застройки и технико-экономических показателей.

2) Типу молниеприемников, заземлителей и средств защиты от индуцированных перенапряжений. Молниеприемники могут выполняться в виде системы стержневых или тросовых молниеотводов. Также существует вариант монтажа молниеприемной сетки с определенным в ТКП 336-2011 размером ячейки. Расположение заземлителей подразделяется на расположение типа А и типа В. Расположение типа А включает системы горизонтальных и вертикальных электродов, расположенных за пределами здания или сооружения. Расположение типа В предусматривает либо кольцевой проводник за пределами здания или сооружения, либо заземляющий электрод в фундаменте. В качестве средств защиты от индуцированных перенапряжений в настоящее время в сетях напряжением выше 1 кВ повсеместно применяются ограничители перенапряжения взамен устаревшим вентильным разрядникам, а в сетях напряжением 380/220 В рекомендуется установка устройств защиты от импульсных перенапряжений 3 ступеней защиты. Необходимость установки также определяется технико-экономическими расчетами

3) Материалу изготовления системы молниезащиты и заземления. Здесь важнейшими факторами являются коррозионная стойкость, экономичность, способность отвода тока

молнии в землю. Для элементов молниезащиты чаще всего используется оцинкованная сталь, также есть возможность установки элементов из нержавеющей стали, однако это значительно удорожает всю систему. Для молниеприемников, как правило, используется активный металл (чаще всего алюминий) либо комбинация активного металла со сталью для упрочнения конструкции. В качестве материала заземлителей возможно применение нержавеющей стали, а также омедненной и оцинкованной стали. ТКП 336-2011 напрямую не запрещает применение непокрытой «черной» стали, однако если учитывать, что ТКП 336-2011 ссылается на международный стандарт IEC 62305, то использование стали без покрытия недопустимо.

4) Способу соединения элементов. Здесь есть вариант сварки элементов либо закрепления болтовыми соединениями. Также при соединении стержней заземления существует технология забивки заостренного конца одного стержня в паз другого, что, впрочем, не обеспечивает полностью необходимого контакта и, как следствие, ухудшение отвода тока в землю.

После выбора конструктивного исполнения системы молниезащиты и заземления производится расчет на предмет определения мест установки и необходимого количества молниеприемников, а также определения необходимого сопротивления системы заземления. Для выбора оптимального количества и места установки молниеприемников используются следующие методы:

1) Электрогеометрический метод или метод катящейся сферы.

Данный метод основан на определении зоны молниезащиты по имеющимся в ТКП 336-2011 радиусам катящихся сфер, различных для конкретных классов молниезащиты. Суть метода заключена в «обкатывании» на чертеже объекта сферой заданного радиуса. Если в каком-либо месте сфера касается объекта, то необходимо изменять высоту, количество или местоположение молниеотводов. В случае правильной корректировки сфера будет соприкасаться только с элементами системы молниезащиты. К достоинствам данного метода стоит отнести его универсальность и способность построения зоны молниезащиты для любого объекта. К недостаткам метода можно отнести следующее:

- при высоте молниеотвода, во много раз меньшей диаметра катящейся сферы, зона молниезащиты получается избыточной, что может привести к недостаточному охвату зоной защиты всего здания и, как следствие, возможности повреждения сооружения и угрозе человеческой жизни;

- при высоте молниеотвода, большей диаметра катящейся сферы, зона молниезащиты выходит заниженной, что приводит к излишнему расходу материала, однако не приводит к повышению опасности поражения здания или сооружения ударом молнии;

- при обкатывании системы молниезащиты, состоящей из двух и более молниеотводов, не учитывается их взаимное влияние, что также занижает зону молниезащиты и ведет к возможному перерасходу материала.

Поскольку основным критерием при сооружении системы молниезащиты является ее надежность, то при сооружении невысоких молниеотводов следует проверять данный метод другими методами построения зоны защиты.

2) Метод защитного угла.

Метод защитного угла основан на полученных практическим и теоретическим путем зависимостях высоты молниеотвода и класса молниезащиты от угла между молниеотводом и прямой, соединяющей вершину молниеотвода с любой точкой на границе зоны защиты на уровне земли. Защитный угол определяется по графику [рис. 7.1 ТКП 336-2011]. Зона защиты на определенной высоте может определяться графическим методом. К достоинствам можно отнести достаточную точность определения зоны защиты для одиночных или двойных молниеотводов. Недостатками являются сложность применения метода для многократных молниеотводов и сооружений сложной формы.

3) Метод сетки.

Данный метод заключен в построении по всему периметру сооружения сетки из металлических проводников с шириной ячейки, соответствующей определенному классу

молниезащиты. Особое внимание при использовании метода сетки следует уделить допустимым расстояниям между проводниками и легковоспламеняющейся кровлей, указанным в ТКП 336-2011. В современных условиях часто молниеприемная сетка закладывается по стенам здания под штукатуркой на фазе строительства.

Метод, основанный на вышеуказанных методах и практических исследованиях, выраженный в количественных соотношениях между габаритами молниеприемника и его зоной защиты. Все соотношения выражены в таблицах 10.1-10.4 ТКП 336-2011

Литература

1. Молниезащита зданий, сооружений и инженерных коммуникаций = Маланкаахова будынкаў, збудаванняў і інжынерных камунікацый: ТКП 336-2011. – Введ. 12.08.11 (с отменой на территории РБ РД 34.21.122–87). – Минск: Министерство энергетики Республики Беларусь, 2011. – 187 с.
2. Защита от атмосферного электричества. Часть 3. Физические повреждения конструкций и опасность – Protection against lightning – Part 3: Physical damage to structures and life hazard IEC 62305–3:2006.
3. Электроустановки на напряжение до 750 кВ. Линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий. Правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний – Електраўстаноўкі на напружанне да 750 кВ. Лініі электраперадачы паветраныя і токаправоды, прылады размеркавальныя і трансфарматарныя падстанцыі, устаноўкі электрасілавых і акумулятарных, электраўстаноўкі жылых і грамадскіх будынкаў. Правілы ўстройства і ахоўныя меры электрабяспекі. Улік электраэнергіі. Нормы прыёма-здатачных выпрабаванняў: ТКП 339-2011 (02230). – Введ. 23.08.2011 (переиздан в феврале 2014 г.). – Минск: Минэнерго, 2014. – 597 с.

УДК 621.311

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА POWERWORLD SIMULATOR ДЛЯ РАСЧЁТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Голуб Я.В., Чумаченко М.А.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

PowerWorld Simulator-это интерактивный пакет моделирования энергосистемы, предназначенный для моделирования работы высоковольтной энергосистемы на временных интервалах от нескольких минут до нескольких дней. Данный учебный комплекс широко применяется за рубежом, в первую очередь для обучения. Но на русском языке публикаций и инструкций для работы с этим комплексом нет.

Цель работы – выполнение расчета установившегося режима простейшей электрической сети переменного тока и составление инструкции для работы с данной программой.

Запуск PowerWorld Simulator осуществляется с помощью файла pwrworld.exe.

Для работы в программе необходимо создать новый файл: File и New Case (или комбинация клавиш Ctrl+N).

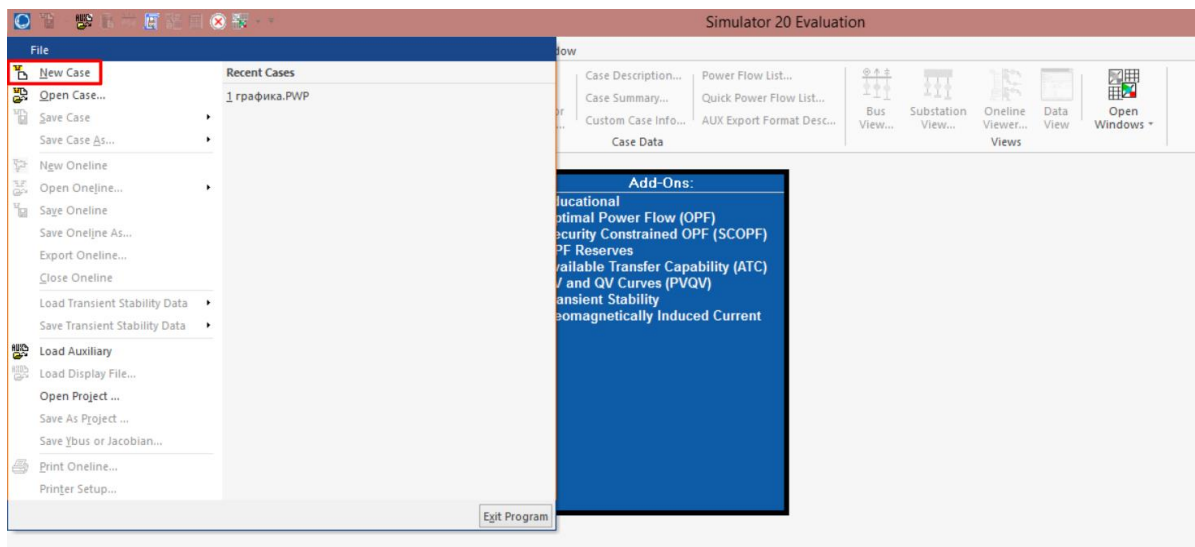


Рисунок 1

В разделе Case Information в режиме Edit Mode выбираем Model Explorer (открывается окно Model explorer: Buses).

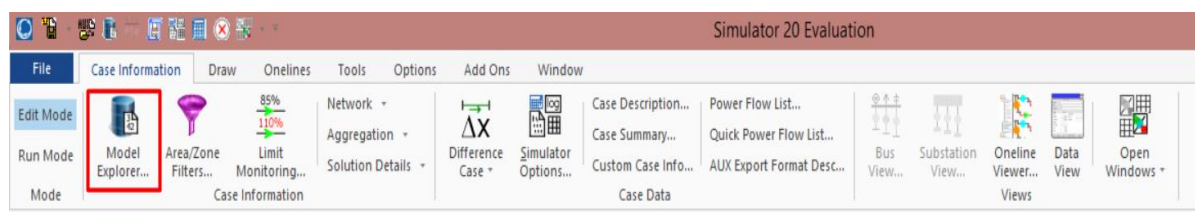


Рисунок 2

Для добавления узла в свободной области нажимаем правую кнопку мыши (ПКМ) и выбираем пункт Insert.

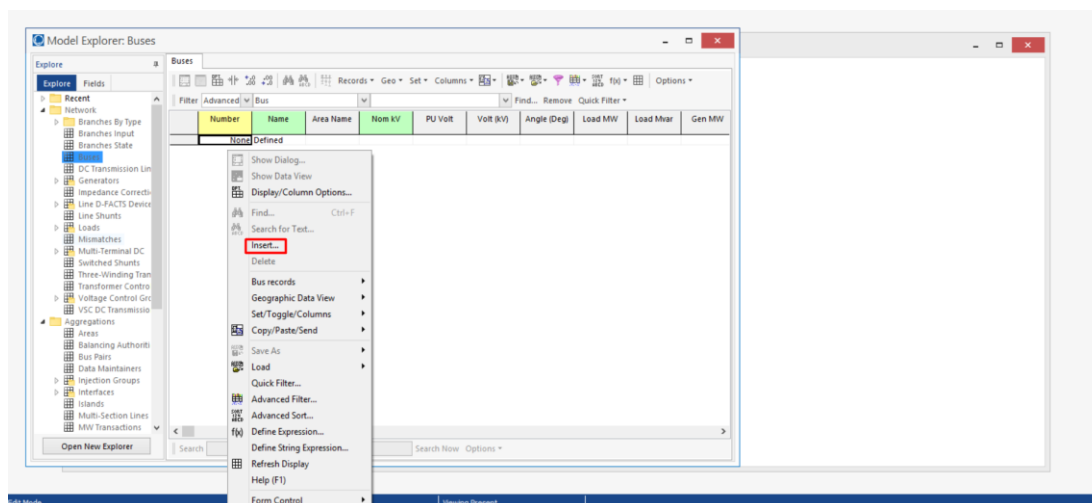


Рисунок 3

Открывается окно Bus Options, в котором можем вводим имя узла, номинальное напряжение, если это базовый узел, то ставим галочку в поле System Slack Bus Ok.

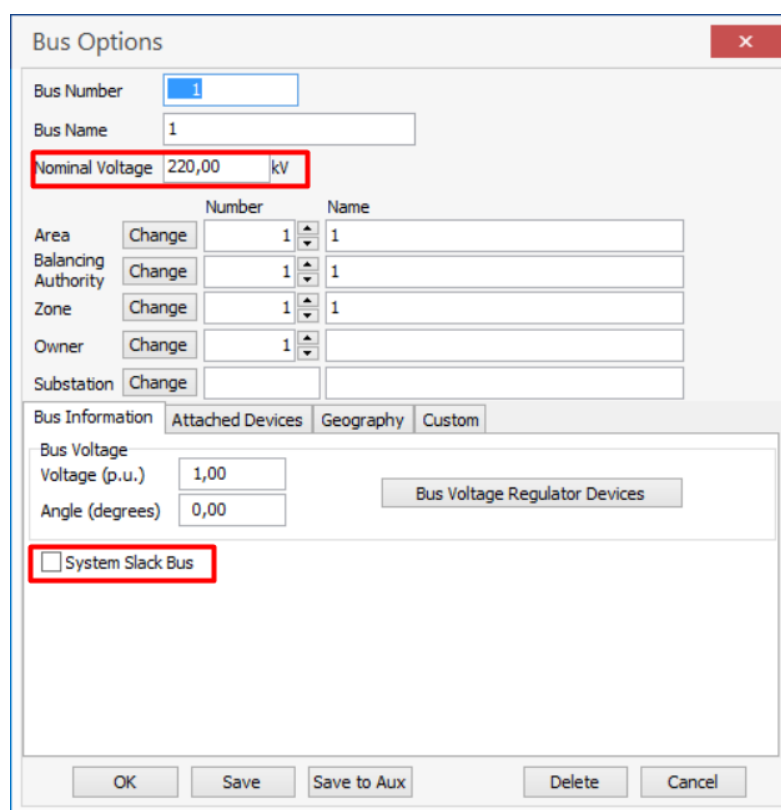


Рисунок 4

Для того, чтобы добавить генерацию в левой области выбираем раздел Generators, в свободной области нажимаем ПКМ и выбираем пункт Insert. Открывается окно Generator Options.

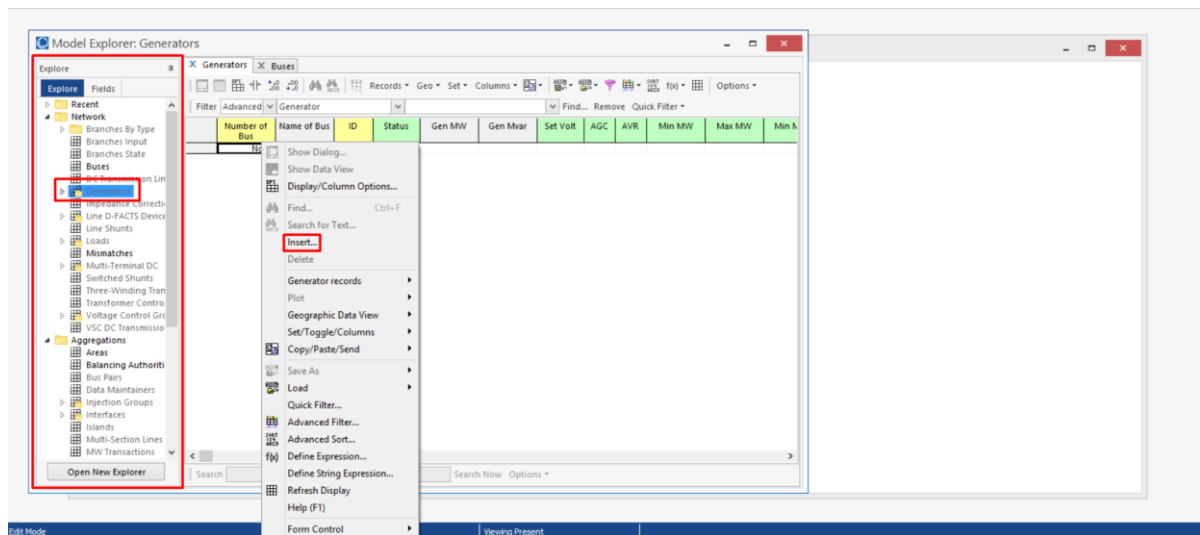


Рисунок 5

В поле Bus Number указываем номер узла, в котором будет генерация. Если это базовый узел в поле Power Control в пункте MW Setpoint задаем значение «0», в противном случае задаем генерацию, указанную в задании. Для задания напряжения в генерации в поле Voltage Control и Setpoint Voltage указываем отношение напряжения узла к напряжению базового узла (например, для того, чтобы задать напряжение 231 кВ нужно: $231/220 = 1,05$ это число и указываем).

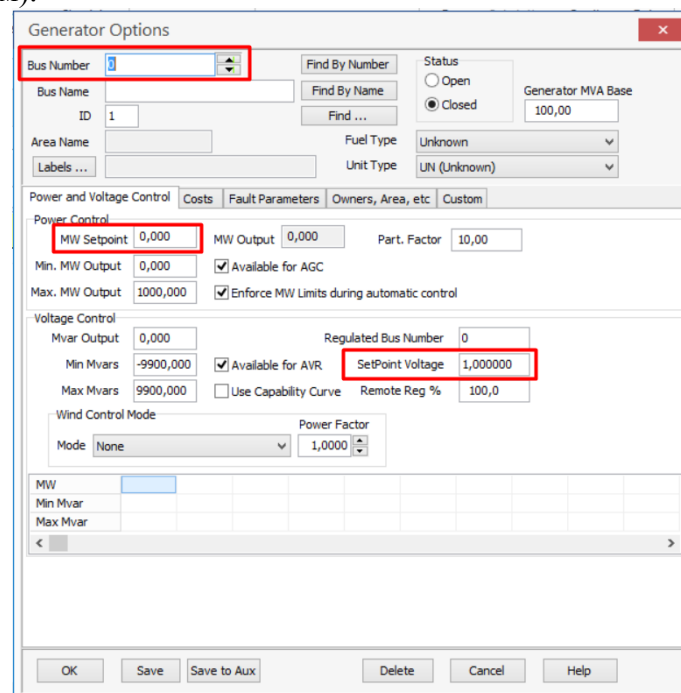


Рисунок 6

Для того, чтобы добавить нагрузку в узле в левой области выбираем раздел Loads, в свободной области нажимаем ПКМ и выбираем пункт Insert.

Открывается окно Load Options, в поле Bus Number указываем номер узла, в котором будет нагрузка. Во вкладке Load Information выбираем вид задания нагрузки (мощностях, токах, сопротивлениях), указываем значения активной составляющей (MW Value) и реактивной (Mvar Value) и Ok.

Load Options

Bus Number: 3

Find By Number

Status: ☐ Open ☒ Closed

Find By Name

Find ...

Labels ...

Area: Change

Zone: Change

Substation: Change

Owner: Change

☒ Same Owner as Terminal Bus

Load Information OPF Load Dispatch Custom

Constant Power Constant Current Constant Impedance

MW Value: 0,000 0,000 0,000

Mvar Value: 0,000 0,000 0,000

Distributed Generation: ☐ Open ☒ Closed

MW: 0,000

Mvar: 0,000

OK Save Save to Aux Delete Cancel Help

Рисунок 7

Для того, чтобы добавить ветви в левой области выбираем раздел Branches Input, в свободной области нажимаем ПКМ и выбираем пункт Insert. Открывается окно Branch Options.

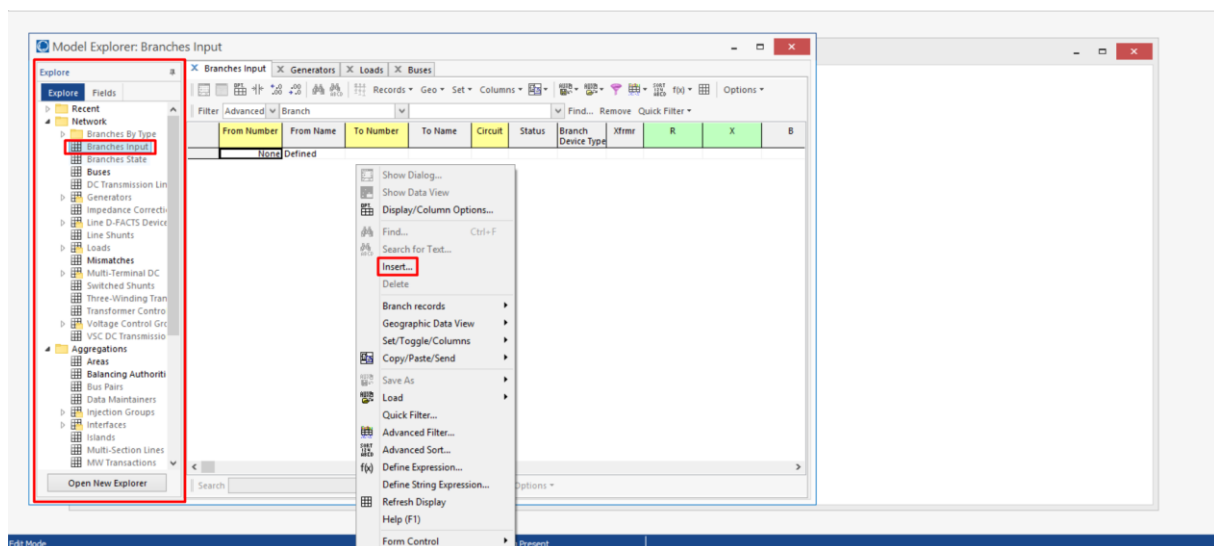


Рисунок 8

В поле Number указываем от какого узла начинается ветвь (From Bus) к какому узлу она подходит (To Bus). Далее нажимаем на Calculate Impedances и From Per Impedances. Затем в поле Length Units выбираем kilometers, подтверждаем выбор и в разделе Line Length указываем длину в километрах.

В разделе Actual Impedance and Current Limits задаем удельное активное и реактивное сопротивления в размерности Ом/км, а также реактивную проводимость в размерности мкСм/км и подтверждаем окно «Ok». Затем подтверждаем ввод данных в окне Branch Options «Ok».

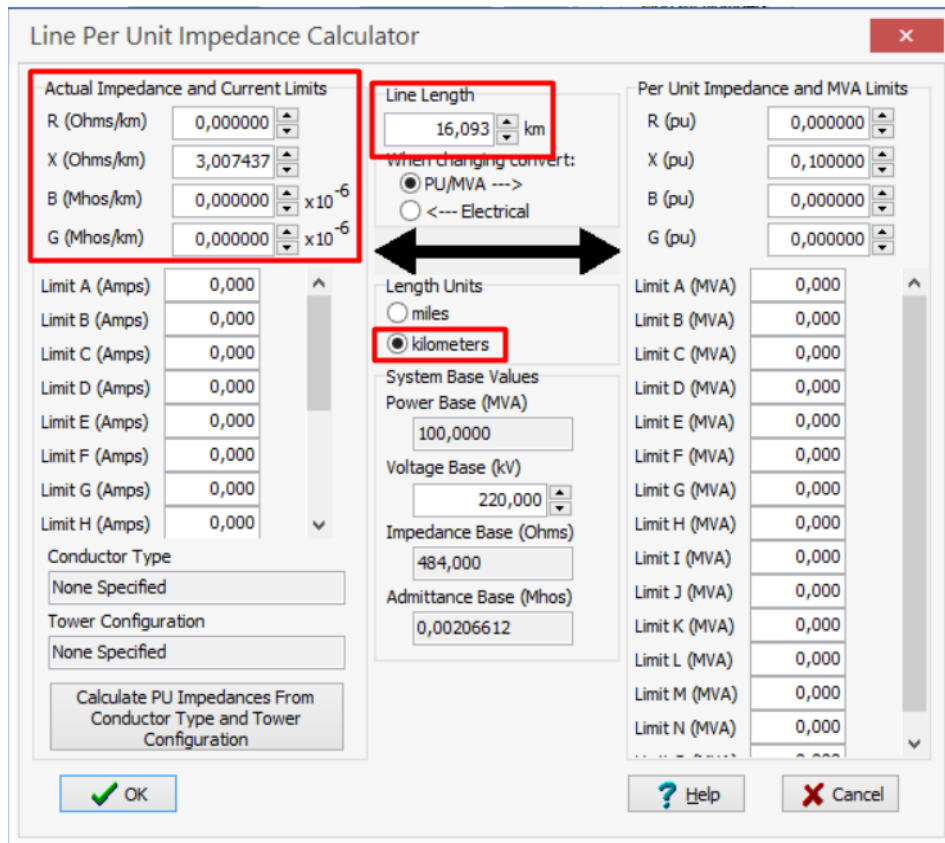


Рисунок 9

После ввода данных по узлам и ветвям электрической сети выбираем режим Run Mode, переходим во вкладку Tools и нажимаем Play. Программа выполняет расчет режима. Вся вычисленная информация по узлам будет во вкладке Buses, а по ветвям во вкладке Branches State.

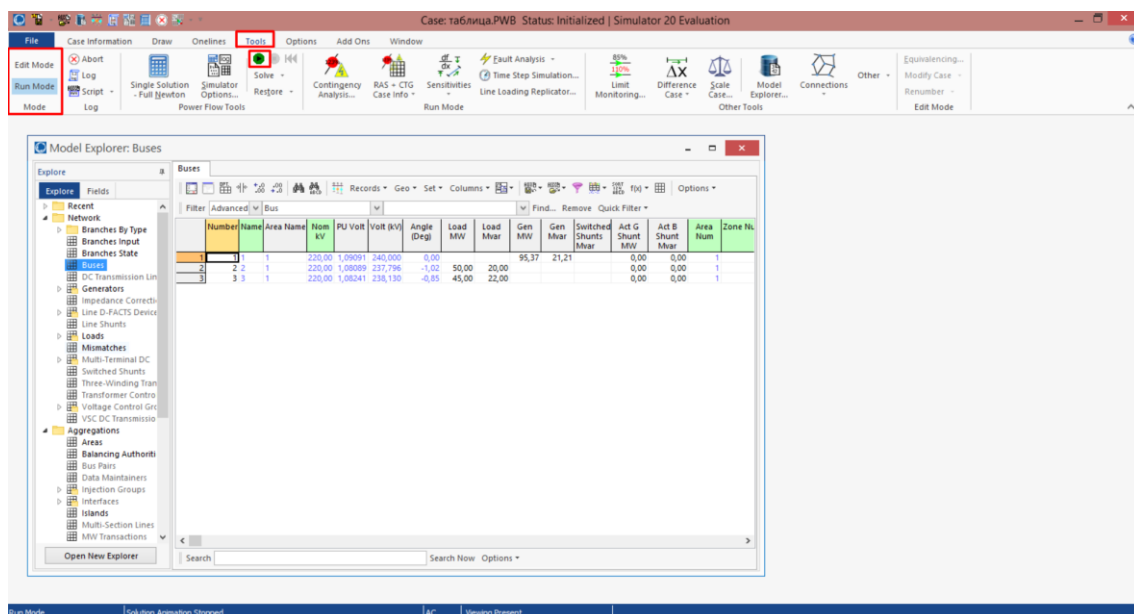


Рисунок 10

Для наглядности результатов расчета можно вывести на схеме электрической сети.

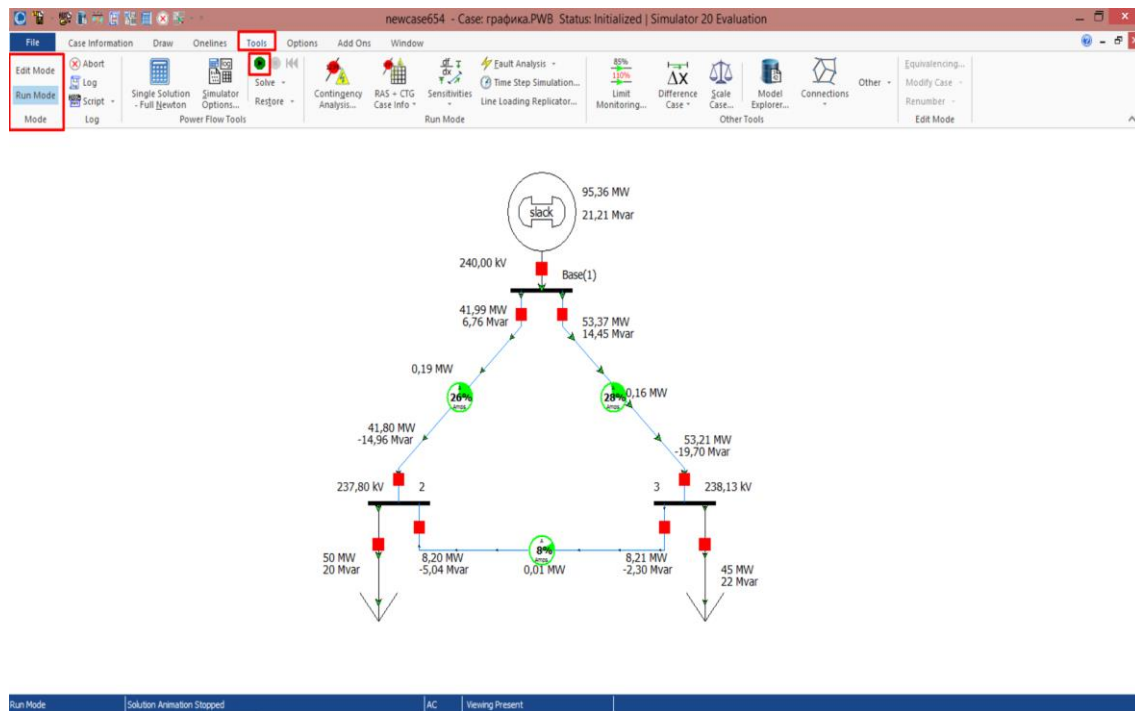


Рисунок 11

Значения режимных параметров для контрольного примера, полученные в PowerWorld Simulator, совпали с результатами программы Rastr.

УДК 621.311

РАСЧЕТ УСТОЙЧИВОСТИ АСИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ

Белов П.С.

Научный руководитель – м.т.н., старший преподаватель Волков А.А.

Цель работы состоит в изучении математической модели и способе представления асинхронного двигателя (АД) в программе Mustang. Принципиальная схема электрической сети представлена на рисунке 1.

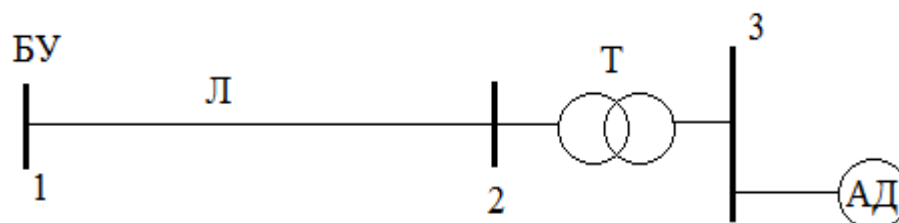


Рисунок 1 – Схема электрической сети

Питающая линия электропередачи напряжением 110 кВ выполнена проводом марки АС 95/16. Длина линии 20 км. На понижающей подстанции установлен трансформатор мощностью 10 МВ·А. Параметры асинхронного двигателя (марки 4А280S2У3) представлены в таблице 1.

Таблица 1 Асинхронный двигатель 4А280S2У3

Номинальная мощность, кВт	110
КПД, %	91
Коэффициент мощности, $\cos \varphi_n$	0,89
Сопротивление намагничивания x'_μ	3,8
Сопротивление статора $r_{ст}$	0,017
$m_n = \frac{M_{пуск}}{M_{ном}}$	1,2
$m_m = \frac{M_{мин}}{M_{ном}}$	1,0
$m_k = \frac{M_{макс}}{M_{ном}}$	2,2
Номинальное скольжение S_n	2,0
Критическое скольжение S_k	8,5
$k_{i\text{ дв}} = \frac{I_{пуск}}{I_{ном}}$	7,0

Так как характеристики АД $m(S)$ и $i(S)$ нам неизвестны, а имеются только каталожные данные то в этом случае можно использовать в программе «MUSTANG» “вид 2” как показано на рисунке 2 ниже и получить характеристики АД представленные на рисунке 3.

Тип	Вид	Тдв	Дас	Cos(φ)	Кзаг	Мст	Мтрог	Км	Удв/Ун	Ммах	Мпуск	Іпуск	Сдвном	Gr/Rст
1	2	0,980	1,000	0,890	0,750	0,500	0,100	4,000	1,000	2,200	1,200	7,000	2,000	0,017

Рисунок 2

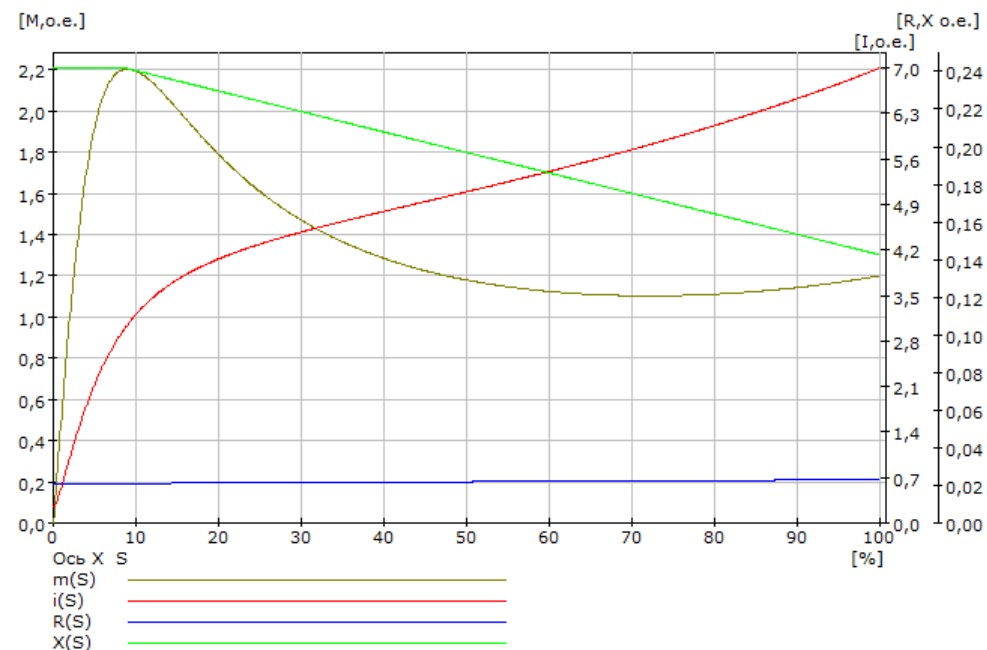


Рисунок 3

Для большинства АД не характерна такая форма $m(S)$ с понижением момента значительно ниже $m_{\text{пуск}}$ на большом интервале скольжений. Поэтому значения m при $S = 20 \dots 90\%$ придется увеличить и там же подкорректировать график $i(S)$, потому что вогнутые характеристики для $i(S)$ нехарактерны. Для этого задаемся значениями $m(S)$ и $i(S)$ представленными на рисунке 4.

S[%]	m(S)[o.e.]	i(S)[o.e.]
10,000	2,190	3,210
20,000	1,790	4,060
30,000	1,470	4,470
40,000	1,390	4,720
50,000	1,300	5,050
60,000	1,250	5,310
80,000	1,150	6,100

Рисунок 4

Характеристики АД при таких моделируемых параметрах показаны на рисунке 5.

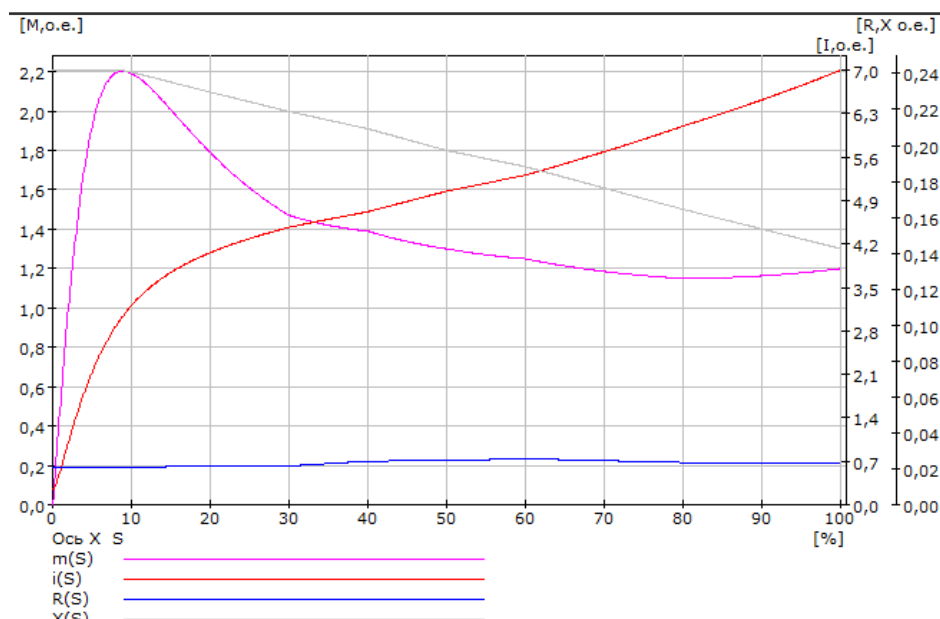


Рисунок 5

На следующем этапе мы попытаемся сгладить полученные кривые, для этого задаем новые значения (рисунок 6). Полученные характеристики представлены на рисунке 7.

S[%]	m(S)[o.e.]	i(S)[o.e.]
10,000	2,190	3,210
20,000	1,790	4,060
30,000	1,470	4,470
40,000	1,350	4,720
50,000	1,280	5,050
60,000	1,240	5,330
80,000	1,200	6,100

Рисунок 6

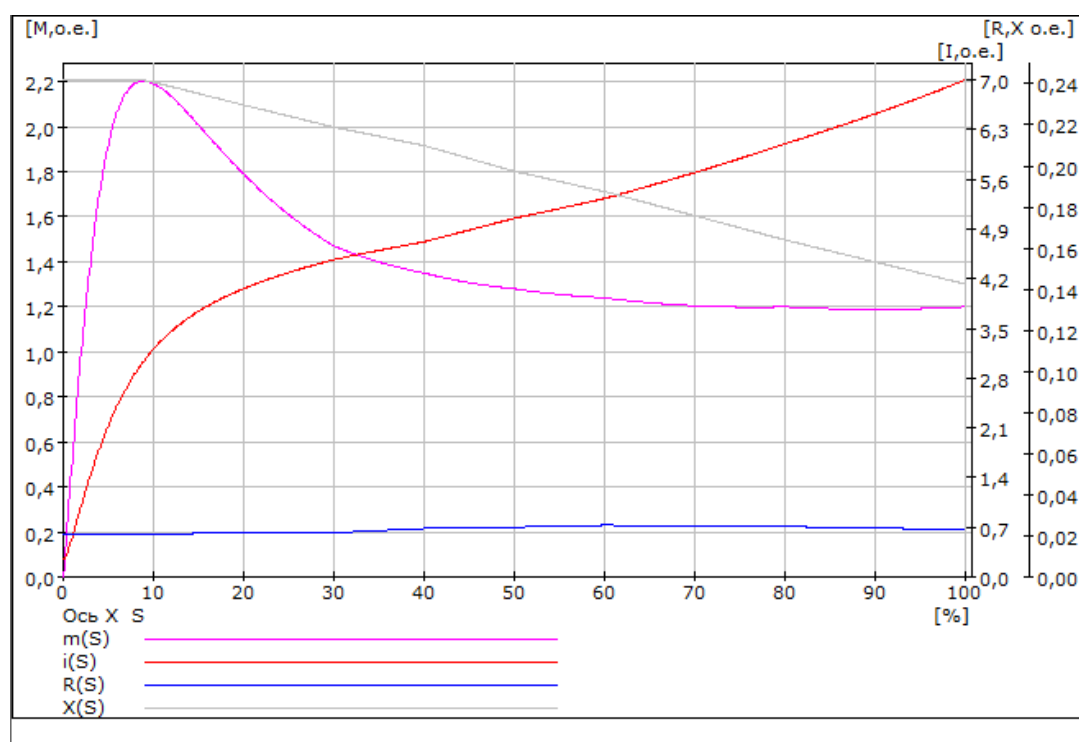


Рисунок 7

Таким образом, рассматриваемый способ моделирования АД позволяет, только по имеющимся каталожным данным, избежать качественных ошибок, которые обуславливаются жестко заданной и не всегда пригодной аппроксимацией $x(S)$ и $r(S)$.

Далее вводим в программу данные по узлам и ветвям электрической сети, команды автоматики и список контролируемых параметров.

Название	N	Код	Устарт	Урасч	dU	Pn0	Qn0	Unorm	Nсхн	Unom	Pr	Qr	Qmin	Qmax
бу	1	1100	110,00	110,00				110,00		110,00	0,1	-0,4	-10000	10000
нагр	2	11	110,00	110,00	-0,0			110,00		110,00				
	3	11	11,00	10,50	-0,1	0,12	0,13	10,00	101	10,00				

Рисунок 8 - Ввод узлов в программу MUSTANG

Название Ni	Название Nj	Ni	Nj	Nп	Название	R	X	G	B	Kт
бу	нагр	1	2		Л	6,12	8,42	0,4	-52,2	
нагр		2	3		Т	7,95	138,86	1,1	5,3	10,450

Рисунок 9 - Ввод ветвей в программу MUSTANG

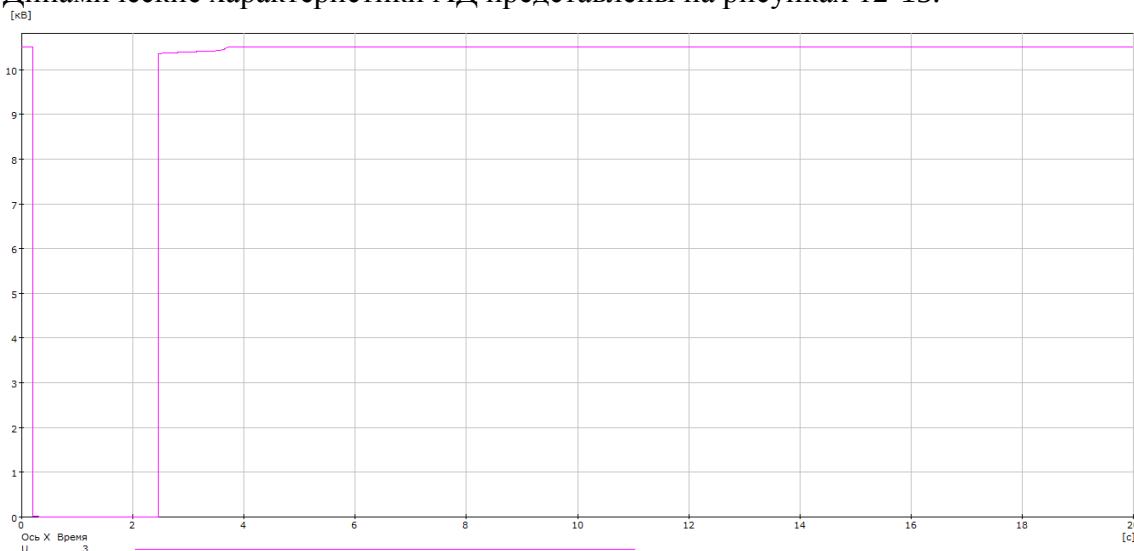
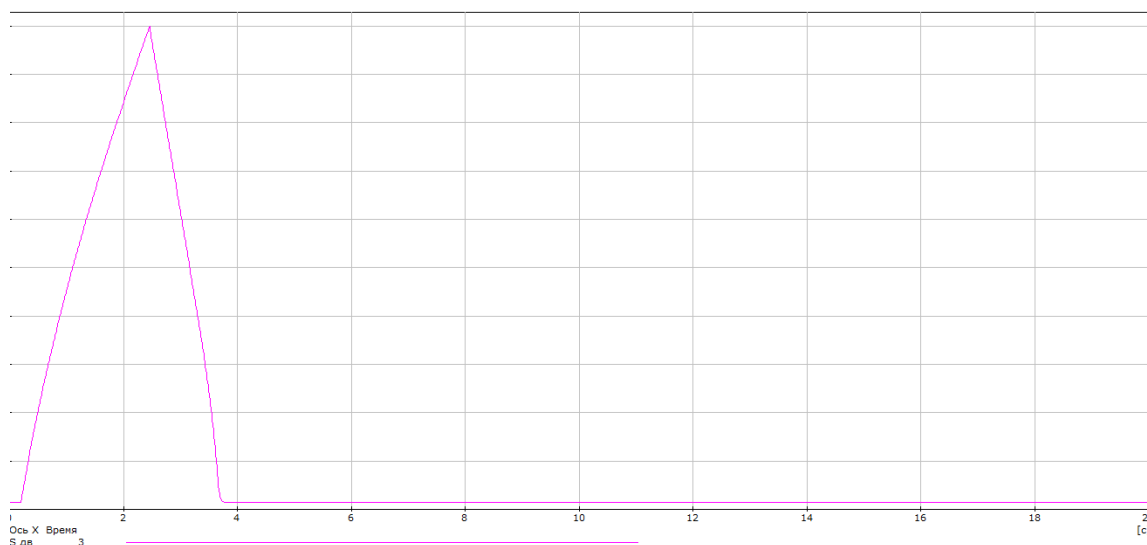
Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nn	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
			T2	Действие	Ni	Nj	Nn	Парам1	Парам2	Парам3	
			Время				0,200				
			Шунт	1				0,001			
			0,100	Отключить связь	1	2					
			0,100	Шунт	1			-0,001			
			2,260	Включить связь	1	2					

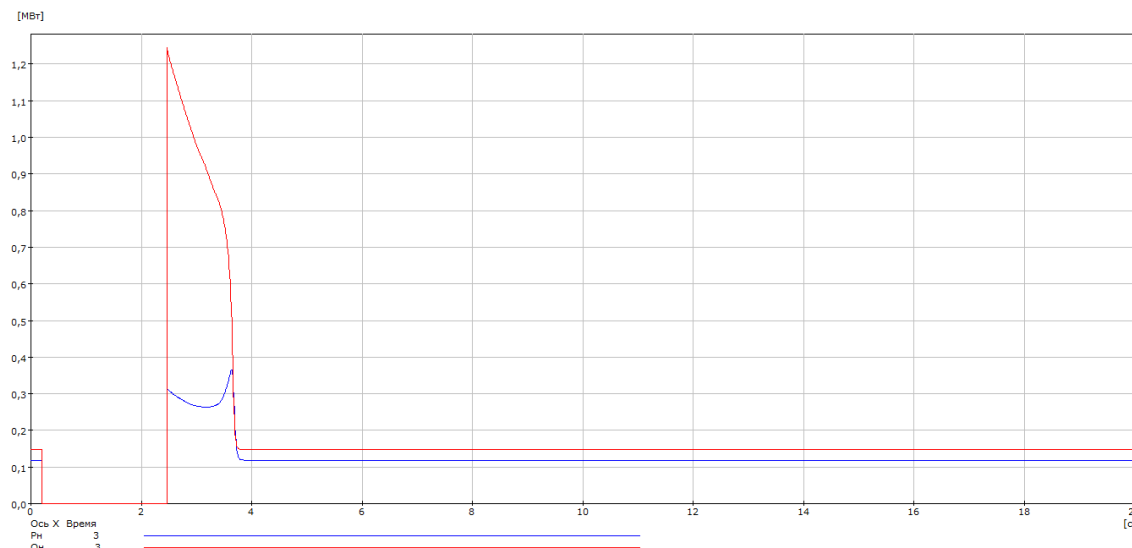
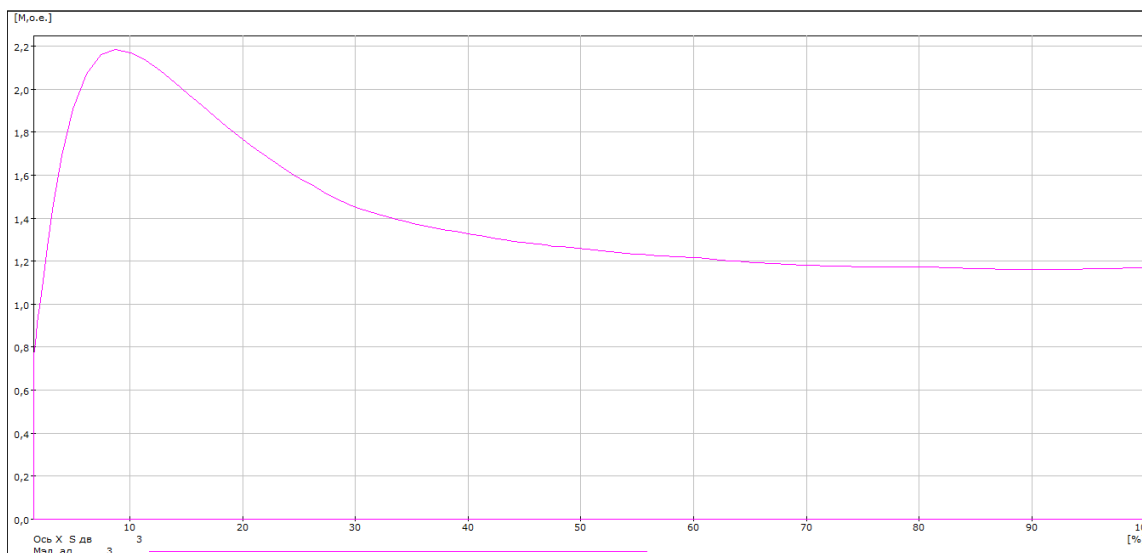
Рисунок 10 - Ввод автоматики в программу MUSTANG

Параметр	Ni
U	3
S дв	3
Pн	3
Qн	3
Мэл ад	3

Рисунок 11 - Ввод контролируемых параметров в программу MUSTANG

Динамические характеристики АД представлены на рисунках 12-15.

Рисунок 12 - Динамическая характеристика $U(t)$ Рисунок 13 - Динамическая характеристика $S(t)$, где критическое скольжение $S = 99,91$

Рисунок 14 - Динамические характеристики $P_n(t)$, $Q_n(t)$ Рисунок 15 - Динамическая характеристика $m(S)$

Из проведенных расчетов можно сделать вывод что, критическое время включения связи $t = 2,26$ с. Это время при котором асинхронный двигатель еще может самопроизвольно запуститься, а при времени $t = 2,27$ с значение скольжения достигает 100 %.

Расчетное значение критического скольжения вычисляется по формуле:

$$s_{кр} = s_{ном} \cdot \left(m_k + \sqrt{m_k^2 - 1} \right) = 2 \cdot \left(2,2 + \sqrt{2,2^2 - 1} \right) = 8,319.$$

Из графической зависимости $m(S)$ критическое скольжение $s_{кр} \approx 8,4$. Это показывает, что программа MUSTANG, с небольшой погрешностью определила критическое скольжение, которое практически равно расчетному значению.

Литература

- 1 Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е. Применение математических моделей электрической нагрузки в расчетах устойчивости энергосистем и надежности электроснабжения промышленных потребителей. - М.: ЭЛЕКС-КМ, 2008 – 248 с.
- 2 Кравчик А. Э., Шлаф М. М. Асинхронные двигатели серии 4а.- М.: Энергоиздат, 1982.–504 с.

Названи	Наз	Ni	Nj	Nn	Наз	Ui	Pij	Qij	Iij	Ppi	Qpi	Uj	Pji	Qji	Iji	Ppj	Qpj	dPn	dQn	dPобщ	dQобщ	Pкор/Ртрxx	Qr/Qtрxx	Kт	dKт
	бу	5	6		T1	346,9	-638,2	26,9	1,06			20,0	640,0	15,4	18,48			0,68	37,50	1,77	42,30	1,10	4,80	17,350	
		2	1		T2	342,5	603,8	-130,5	1,04			115,0	-602,1	171,2	3,14			0,65	35,92	1,64	40,66	0,99	4,74	3,017	
		3	4		T3	343,1	90,7	76,1	0,20			10,4	-90,0	-65,0	6,17			0,36	8,78	0,69	11,08	0,33	2,31	31,430	
		7	8		T4	345,1	-299,2	-0,9	0,50			20,0	300,0	27,4	8,70			0,46	24,91	0,82	26,51	0,36	1,59	17,350	
		7	3		L1	345,1	53,1	-20,7	0,10			343,1	-52,4	-32,3	0,10			0,19	1,06	0,74	-52,97	0,55	-54,03		
		5	3		L2	346,9	351,9	-7,4	0,59			343,1	-347,5	-0,9	0,58			4,12	34,92	4,37	-8,32	0,25	-43,24		
		2	3		L3	342,5	-305,6	31,7	0,52			343,1	309,2	-42,9	0,53			3,33	22,78	3,60	-11,24	0,27	-34,02		
		7	5		L4	345,1	-284,0	-1,6	0,48			346,9	286,4	-19,5	0,48			2,15	22,89	2,34	-21,10	0,19	-43,99		
		7	2		L5	345,1	390,1	-36,8	0,66			342,5	-383,2	38,9	0,65			6,53	36,00	6,87	2,04	0,35	-33,96		
		6	9			20,0	-640,0	-15,4	18,48			20,6	640,0	155,7	18,48				140,33		140,33				

Рисунок 3 - Результаты расчёта ветвей в программе MUSTANG

КЗ моделируется включением шунта в месте КЗ, значение которого зависит от вида КЗ. Для трёхфазного КЗ автоматика представлена на рисунке 4, предельное время отключения $t=0,156$ с.

Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nn	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
			T2	Действие	Ni	Nj	Nn	Парам1	Парам2	Парам3	
			Время								
			0,100	Шунт	7			0,001			
			0,256	Отключить связь	7	2					
			0,256	Шунт	7			-0,001			

Рисунок 4 - Автоматика для расчёта предельного времени отключения КЗ

Для несимметричного КЗ программа MUSTANG значение сопротивления аварийного шунта не считает, поэтому следует воспользоваться программой RASTRWIN.

Порядок расчёта:

1 – для начала нужно экспортировать режим из mustang в формат ЦДУ (УР->экспорт в формат ЦДУ);

2 – затем в rastwin экспортировать этот файл (файлы -> экспорт -> экспорт цду);

3 – далее, открыть ветви и узлы (пересчитывать коэффициенты трансформации трансформаторов и менять узлы местами при них не нужно, так как это делает последняя версия rastwin);

4 – для корректной работы режима требуется его сохранить в формате. rst и открыть заново;

5 – затем открываем вкладки ветви/несим/ид и узлы/несим/ид (открыть -> несимметрия);

6 – задаем параметры элементов схемы замещения обратной и нулевой последовательности, если элементы не заданы, то нужно запустить макрос MakeNonSymm.rbs (расчёты->макро->открыть-> rastwin3->macro->ткз-> MakeNonSymm.rbs) нажимаем кнопку пуск и после появления строки «сгенерированы данные по несимметрии» окно можно смело закрывать, задаём сопротивления обратной последовательности генераторов из исходных данных курсовой работы в окне генераторы(ИД). Т.к. в нашей курсовой работе отсутствовали данные сопротивления нулевой последовательности генератора, найдем их по формуле. В практических расчетах сопротивление нулевой последовательности можно рассчитать по формуле:

$$X_0 = (0,15 - 0,6) X_2;$$

7 – далее нужно рассчитать токи КЗ, для этого нажимаем кнопку ;

8 – после этого нужно произвести расчёт шунта, для этого воспользуемся кнопкой . В появившемся окне нужно нажать кнопку расчёт, предварительно выбрав тип и место повреждения. В этом же окне в поле «результат» получаем сопротивления последовательностей, которые программа использует для расчёта шунта для данного типа КЗ. На рисунке 5 представлен пример расчёта шунта для двухфазного КЗ на землю.

Шунт

Сценарий Рассечение ветви новым узлом

Исходные данные

 1,1 Несимм.

2 № узла

1 № узла 2

0 № парал.

0,00 Rд

0+j0 Сопр.

Расчёт

Результат

1,052 + j57,873 Z1

1,052 + j57,873 Z2

0,335 + j9,383 Z0

☐ Ручной ввод

0,269 + j8,074 Z

0,1 Время возникновения

0,5 Время снятия



Логика (t) У[2] [КЗ. 1. 1] [МАСТЕР]

N	Действия	Выдержка
100	A10	0,1
101	A20	0,5

Действия (t)

N	N группы	Тип	Формула	Тип объекта	Свойство объекта	Ключ объекта
100	10	Узел Rш	0,269			2
101	10	Узел Xш	8,074			2
102	20	Узел Gш	0			2
103	20	Узел Bш	0			2

Заменить сценарий на ввод шунта **Добавить шунт в сценарий Динамики**

Выйти

Рисунок 5 - Окно расчёта шунта в программе RASTRWIN для двухфазного КЗ на землю

9 – сопротивление шунтов выводятся в окне Действия. Затем в программе mustang для режима расчёта динамической устойчивости изменяем параметры автоматики так, как показано на рисунке 6.

Пояснение	N	Логика	Фактор	Ni	Nj	Nп	Уставка	T1	Кв	Zk1	Zk2
			T2	Действие	Ni	Nj	Nп	Парам1	Парам2	Парам3	
			Время								
			0,100	Шунт	7			0,269	8,074		
			0,317	Отключить связь	7	2					
			0,317	Шунт	7			-0,269	-8,074		

Рисунок 6 - Пример параметров автоматики в программе MUSTANG для двухфазного КЗ на землю

На рисунках 7-10 показаны зависимости электрической мощности электростанций при разных видах КЗ.

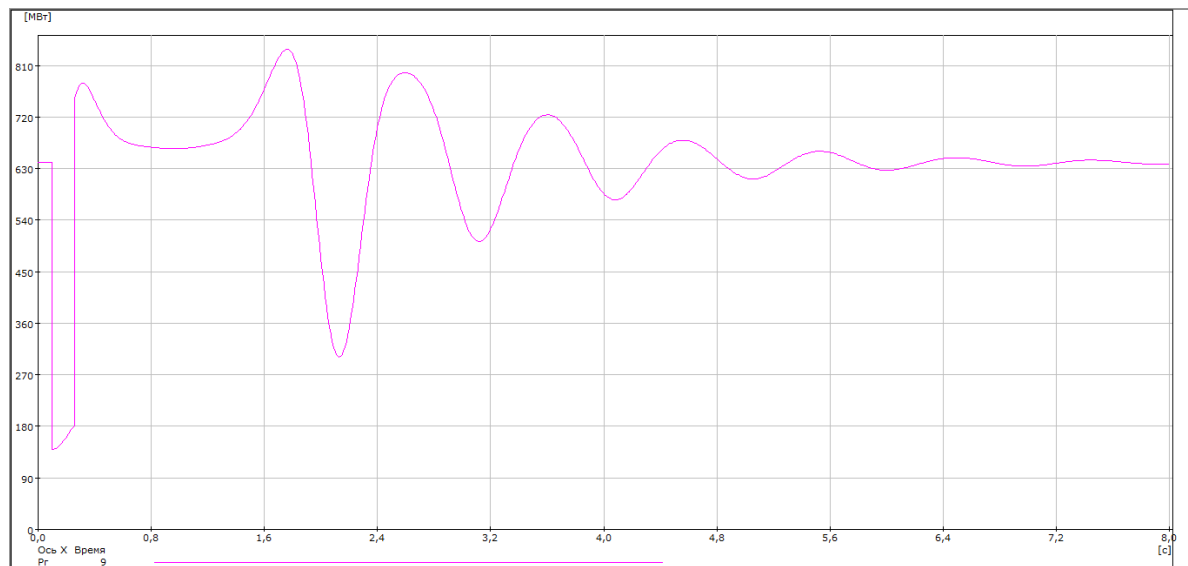


Рисунок 7 - Переходный процесс при трёхфазном КЗ

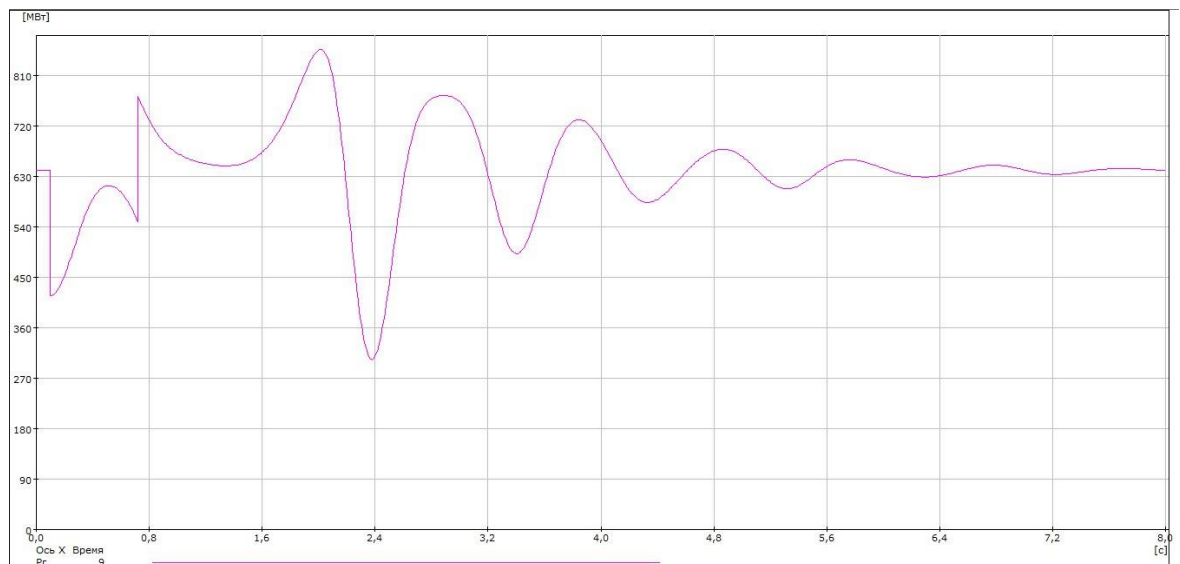


Рисунок 8 - Переходный процесс при двухфазном КЗ

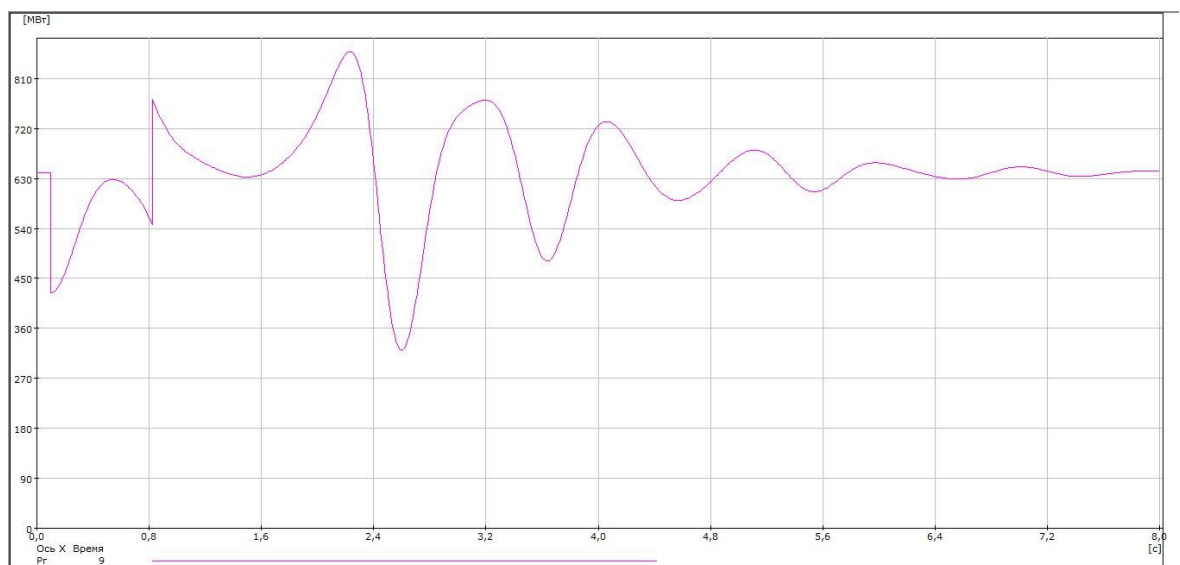


Рисунок 9 - Переходный процесс при однофазном КЗ

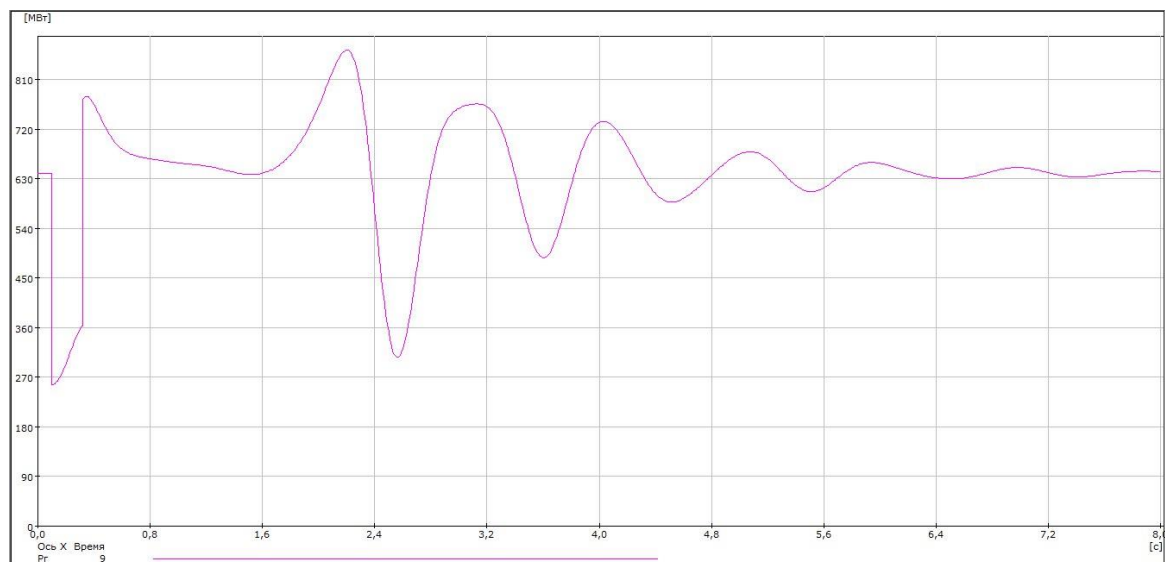


Рисунок 10 - Переходный процесс при двухфазном КЗ на землю

Таблица 1

Вид короткого замыкания	Сопротивление шунта, Ом. $R+jX$	Предельное время отключения, с. $t_{пр}$
Трёхфазное	0	0,156
Двухфазное	$1,052+j57,873$	0,619
Однофазное	$1,387+j67,256$	0,723
Двухфазное на землю	$0,269+j8,074$	0,217

Анализируя проделанную работу сделал вывод о том, что наибольшее предельное время отключения в случае однофазного КЗ, чуть меньшее время для двухфазного КЗ, затем двухфазное на землю и самым малым предельным временем отключения обладает трехфазное КЗ.