

70-ЛЕТИЮ ВЕЛИКОЙ ПОБЕДЫ ПОСВЯЩАЕТСЯ



ИВАНОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ЭЛЕКТРОЭНЕРGETИКА

ЭНЕРГИЯ-2015

ДЕСЯТАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
СТУДЕНТОВ, АСПИРАНТОВ
И МОЛОДЫХ УЧЁНЫХ

21-23 апреля 2015 г.
г. Иваново

ТОМ 3

Министерство образования и науки РФ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«ИВАНОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ В.И. ЛЕНИНА»

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

«ЭНЕРГИЯ-2015»

ДЕСЯТАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
СТУДЕНТОВ, АСПИРАНТОВ
И МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ

ИВАНОВО, 21 – 23 апреля 2015 г.

МАТЕРИАЛЫ КОНФЕРЕНЦИИ

ТОМ 3

ИВАНОВО

ИГЭУ

2015

УДК 620 + 621

ББК 31

Э 45

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА // Десятая международная научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия-2015»: материалы конференции. В 7 т. Т. 3. – Иваново: ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2015. – 312 с.

ISBN 978-5-00062-071-7

ISBN 978-5-00062-076-2

Помещенные в сборник тезисы докладов студентов и аспирантов электроэнергетического факультета Ивановского государственного энергетического университета отражают основные направления научной деятельности кафедр в области электроэнергетики и высшего профессионального образования.

Сборник предназначен для студентов, аспирантов и преподавателей вузов, интересующихся вопросами электроэнергетики.

Тексты тезисов представлены авторами в виде файлов, сверстаны и при необходимости сокращены. Авторская редакция сохранена.

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ

Председатель оргкомитета: проректор по научной работе, д.т.н., проф. **В.В. ТЮТИКОВ**.

Члены оргкомитета: декан электроэнергетического факультета, к.т.н., профессор **А.Ф. СОРОКИН**, зав. кафедрой «Автоматическое управление электроэнергетическими системами», к.т.н., доцент **В.Д. ЛЕБЕДЕВ**, зав. кафедрой «Теоретические основы электротехники и электротехнологий», д.т.н., профессор **В.А. МАРТЫНОВ**, заместитель зав. кафедрой «Электрические станции и диагностика электрооборудования», к.т.н., доцент **В.М. ЛАПШИН**, зав. кафедрой «Высоковольтные электроэнергетика, электротехника и электрофизика», к.т.н., доцент **В.Ф. ВОРОБЬЕВ**, зав. кафедрой «Электрические системы», к.т.н., доцент **А.Ю. МУРЗИН**, заместитель декана электроэнергетического факультета по научной работе к.т.н., доцент **А.В. МАКАРОВ**.

СЕКЦИЯ 13

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ

Председатель – д.т.н., профессор **Слышалов В.К.**

Секретарь – ст. преподаватель **Москвин И.А.**

Р.И. Дону,

рук. А.А. Борисов, к.т.н., доцент

(ВИ(ИТ) ВА МТО, г. Санкт- Петербург)

СРЕДСТВО ЗАЩИТЫ ОТ ШАГОВОГО НАПРЯЖЕНИЯ

По данным за 2012 – 2014 гг. на объектах различного назначения в среднем электротравмы составляют 4 % от общего числа травм, 12 – 13 % от общего числа смертельных случаев – смертельные электротравмы.

Приведенная выше статистика позволяет утверждать, что одной из важнейших задач при эксплуатации электроустановок остается защита людей, оперативного персонала от электротравматизма. Наиболее опасными являются напряжения прикосновения и шаговые напряжения. Согласно нормативным документам для обеспечения безопасности оперативного персонала применяется защитное заземление [1, 2]. Снижения указанных перенапряжений до безопасного для персонала и технических средств уровней может быть достигнуто посредством оптимальных конструкций заземляющего устройства (ЗУ).

Для снижения величины шагового напряжения целесообразно использовать предлагаемую нами конструкцию электрода рабочего заземления, известного по патенту РФ: RU 2416137 от 10.04.2011 года [3].

Данный электрод выполнен двухзональным и содержит расположенный в скважине металлический токоввод с влагозащитной и электроизоляционной оболочкой верхней зоны и токопроводящей поверхностью нижней зоны. При использовании ЗУ, предложенной конструкции растекание электрического тока в грунте по направлению к его поверхности происходит по сферическим потенциальным оболочкам, что существенно предотвращает вынос потенциала на поверхность грунта (рис. 1).

Предлагаемая конструкция соответствует требованиям правил технической эксплуатации электроустановок потребителей и существенно повышает его надежность и значительно уменьшить величину шагового напряжения, что обеспечивает защиту оперативного персонала от поражения электрическим током.

Для теоретической проверки эффективности работы разработанной конструкции ЗУ было выполнено математическое моделирование процесса растекания тока в грунте при использовании предлагаемой конструкции ЗУ. Это позволило нам, теоретически доказать существенное повышение эффективности заземлителя путем снижения шаговых напряжений на поверхности земли.

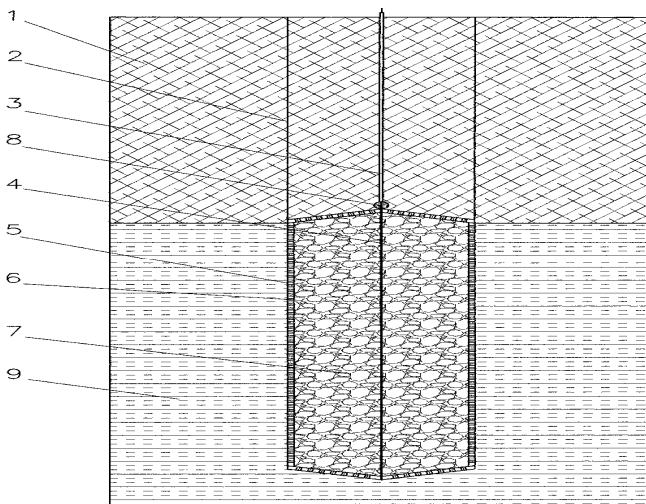


Рис. 1. Конструкция электрода рабочего заземления: 1 – грунт; 2 – скважина; 3 – электрический кабель; 4 – металлический электрод; 5 – обсадная труба; 6 – отверстия в обсадной трубе; 7 – углеродистая засыпка; 8 – место соединения; 9 – водоносный слой

С целью подтверждения эффективности использования предложенной конструкции так же был проведен натурный эксперимент. Измерение удельного сопротивления грунта было проведено при использовании четырех электродов, размещенных линейно на равных расстояниях (метод Веннера). Далее были выполнены измерение распределения потенциала на поверхности грунта при работе ЗУ в режиме замыкания на землю стандартной и разработанной конструкции. Полученные данные позволяют утверждать, что при использовании ЗУ предлагаемой конструкции наблюдается значительное снижение потенциала на поверхности грунта. Следовательно, применение данной конструкции в электроустановках эффективно.

Библиографический список

1. ГОСТ Р МЭК 61140-2000. Защита от поражения электрическим током.

2. **Правила** устройства электроустановок. Изд. 7. – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2005.

3. **Патент** РФ: RU 2416137 от 10.04.2011 года, МПК H01R4/66, Электрод рабочего заземления, Авторы: Борисов А.А., Громов О.И., Савчук А.Д., Хромов В.В.

*И.С. Шандриков, студ., рук. Д.Е. Титов
(КТИ филиал ВолгГТУ, г. Камышин)*

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ИНТЕНСИВНОСТИ ГОЛОЛЕДООБРАЗОВАНИЯ НА ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ И В ВОЗДУШНЫХ СЕТЯХ

Аварии ВЛ в более чем 40 энергосистемах за последние 30 лет нанесли большой экономический ущерб. Гололед с ветром стал причиной до 37 % от общего числа падений железобетонных опор 35 – 110 кВ, а в линиях 330 – 750 кВ гололед в сочетании с ветром стал причиной до 12 % от общего числа обрывов проводов, до 42 % обрывов грозозащитных тросов и до 8 % обрывов гирлянд и разрушения изоляторов.

Разработан принципиально новый термодинамический способ мониторинга интенсивности гололедообразования, позволяющий определять момент начала образования отложений гололеда, вид отложений, максимально возможную массу отложений и интенсивность ее нарастания в реальном времени. Система МИГ универсальна, может быть применена на любом проводе, находящемся в воздухе. Она состоит из диспетчерского пункта и постов измерения и передачи. На посту должны быть установлены датчики направления и скорости ветра, температуры и влажности воздуха, температуры провода. Предложена новая конструкция датчика температуры провода открытого типа для снижения инерционности в измерении температуры датчиком, что может быть полезным при контроле плавки гололеда. Предложена методика технико-экономического обоснования эффективности внедрения систем обнаружения отложений.

Данная работа направлена на разработку новой концепции мониторинга воздушных линий электропередачи и электротяговых сетей в условиях экстремальных метеорологических воздействий на их элементы, обеспечивающей повышенную чувствительность к интенсивности гололедообразования.

Являюсь одним из авторов проекта.

Разработка использована в проекте внедрения на ВЛ–10 кВ № 13 ПС «ГНС–2» ПО КЭС филиала ОАО «МРСК Юга» «Волгоградэнерго» модуля измерения температуры провода в 2014 году.

Система МИГ основана не на фиксации факта возникновения гололёда, а на обнаружении условий и факторов гололёдообразования т.е., определённой температуры, влажности воздуха и т.д., данные о которых были получены путем расчетов и опытов. Так же МИГ не только обнаруживает условия возникновения гололёда, но и интенсивность его образования.

Библиографический список

1. **Правила** устройства электроустановок.
2. **Левченко И.И.** Диагностика, реконструкция и эксплуатация воздушных линий электропередачи в гололедных районах.
3. **Шеховцов В.П.** Расчет и проектирование схем электроснабжения: методическое пособие для курсового проектирования. – М.: Москва ФОРУМ-ИНФРА, 2005.

*С.А. Абдуллаева, вед. инженер,
рук. Т.К. Рафиева, к.т.н., доцент
(АзНИПИИ Энергетики, г. Баку)*

МЕТОД ОЦЕНКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ НЕПРЕРЫВНОЙ ДИАГНОСТИКИ ЛИНЕЙНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

При непрерывной диагностике технического состояния параметры, определяющие техническое состояние, определяются достаточно точно с помощью специальных устройств. Однако само устройство достаточно дорого, как и затраты на контроль коммутационной способности. В этой связи возникают две практические задачи:

1. Повысить точность контроля коммутационной способности выключателя.
2. Определить перечень выключателей, для которых непрерывный контроль коммутационной способности целесообразен.

Проблема оценки технического состояния выключателей заключается в том, что не все выключатели оснащены средствами оперативного учета числа отключений токов короткого замыкания (т.к.з.), величины отключаемого т.к.з. и расчета остаточного ресурса в режиме online. В связи с этим на практике необходимо определить группу выключателей, для которых надо вести непрерывный мониторинг с помощью специальной аппаратуры и устройств.

При отключении и включении выключателем в режиме к.з. происходят динамические и термические воздействия на элементы выключателя, по которым протекает т.к.з. Поэтому со временем износ элементов выключателя возрастает. Износ контактной системы и элементов выключателей зависит от

числа коммутаций выключателем т.к.з. При аварийном отключении ВЛ от защит при коротком замыкании возможны следующие ситуации: успешная работа АПВ; неуспешная работа АПВ; успешное РПВ; неуспешное РПВ.

Коммутационная нагрузка в каждом из этих случаев различна, так как, например, при неуспешном АПВ через контактную систему линейного выключателя дважды протекает ток к.з., а при неуспешном РПВ – трижды. Последовательность решения алгоритма задачи следующая. За рассматриваемый период по диспетчерским журналам определяется число аварийных отключений (λ) к.з. на каждой ВЛ.

Если обозначить вероятность успешной работы АПВ как $Q_{АПВ1}$, то число успешных АПВ за рассматриваемый период времени равно $\lambda Q_{АПВ1}$. Если вероятность успешной работы РПВ (ручного повторного включения) $Q_{РПВ1}$. Тогда число успешных включений РПВ будет равно $\lambda Q_{АПВ1} \cdot Q_{РПВ1}$.

Нормативно справочная литература [1, 2] предоставляет данные о предельно-допустимом количестве отключений воздушной линией коротких замыканий. Данные даются в единицах измерения 1/год на 100 км линии. Поскольку линии имеют различную длину, для приведения величины параметра потока отказов к единой системе, необходимо для каждой ВЛ найти удельное число отказов по формуле:

$$\lambda_L = \frac{\lambda_{\text{факт}} \cdot L \cdot T_{\text{год}}}{100 \cdot T_{\text{рассм}}};$$

где $T_{\text{рассм}}$ – продолжительность наблюдения, лет; L – длина линии, км; λ_L – удельное количество отказов.

Нормативное удельное число включений на к.з. с учетом успешного АПВ определяется по формуле:

$$\Lambda_{\text{вкл},N} = \lambda_L \cdot Q_{АПВ1} (1 + Q_{РПВ1})$$

Нормативное удельное число отключений к.з.

$$\Lambda_{\text{откл},N} = \lambda_L [1 + Q_{АПВ1} (1 + Q_{РПВ1})],$$

Тогда критерием целесообразности непрерывной диагностики выключателей являются соотношения:

$$\Lambda_{\text{вкл},\text{факт}} > \Lambda_{\text{вкл},N}$$

$$\Lambda_{\text{откл},\text{факт}} > \Lambda_{\text{откл},N}$$

Конечной целью решения данной задачи является:

1. оценка целесообразности непрерывной диагностики линейных выключателей с учетом работы АПВ и РПВ.
2. определение перечня линейных выключателей, обеспечивающих коммутации соответствующих ВЛ.

Библиографический список

1. **Андреев Д.А.**, Назарычев И.А. Анализ методов оценки коммутационного ресурса высоковольтных выключателей // Вестник ИГЭУ. – 2008. – Вып. 2.
2. **Неклепаев Б.Н.**, Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для ВУЗ-ов, 4-е изд, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989.

*Е.М. Гецман, ассистент,
рук. М.И. Фурсанов, д.т.н., профессор
(БНТУ, г. Минск)*

АНАЛИЗ ВЕЛИЧИНЫ И СТРУКТУРЫ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 0,38 – 10 КВ РЭС

Одним из убедительных факторов, свидетельствующих в пользу «умных» электрических сетей, является дополнительный доход за счет возможного снижения потерь электрической энергии. Для этого необходимо уметь рассчитывать и анализировать величину и структуру фактических потерь, а также обосновать их оптимальные уровни. В докладе представлены результаты такой работы, выполненной авторами для одного из районов электрических сетей Республики Беларусь на примере для распределительных сетей 0,38 – 10 кВ. Работа была разбита на два этапа. Первый этап посвящен анализу качества расчетов потерь в сетях 0,38 – 10 кВ, оценке структуры потерь и выявлению возможных резервов по их снижению.

Для этой цели была собрана и обработана разнообразная информация по району электрических сетей РУП: общая характеристика района [1]; структура нормативных потерь электроэнергии за год вместе с отчетными потерями; результаты расчета технических потерь по ступеням напряжения; потери в трансформаторах тока и условно-постоянные потери; данные по полезному отпуску электроэнергии потребителей по отдельным распределительным линиям 10 кВ и отчетные потери, включая коммерческую составляющую; полный список потребителей РЭС и т.д.

Норматив потерь составляют: технологические потери (технические, допустимые погрешности приборов учета и климатические потери) вместе с сезонной составляющей потерь (см. рис. 1).

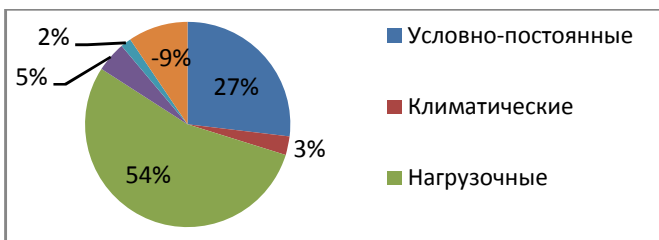


Рис. 1. Структура нормативных потерь электроэнергии в распределительных сетях 0,38 – 10 кВ района

Анализ показал, что в общей структуре потерь преобладающими (54 %) являются нагрузочные потери электроэнергии в самих сетях 0,38 – 10 кВ. Большая доля потерь в этих сетях обуславливается тем, что практически вся электрическая энергия, поступившая в сеть 10 кВ за вычетом небольшого числа крупных потребителей, питающихся от сети 10 кВ, и потерь в этих сетях проходит до конечных потребителей по сетям 0,38 кВ, которые в десятки раз объёмнее, чем сети 10 кВ.

Второй этап заключался в определении и исследовании технологически обоснованных уровней потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 – 10 кВ.

Расчет технологически обоснованного уровня технических потерь электроэнергии в электрических сетях произведен на основе математической зависимости технических потерь ΔW_t в функции отпуска электроэнергии в сеть ΔW_c . Использование данной зависимости позволяет произвести расчет прогнозных показателей потерь электроэнергии в электрической сети 0,38 – 10 кВ РЭС в последующие годы в именованных и относительных единицах за рассматриваемый период времени – месяц, квартал, год.

Показано, что оптимальное значение (минимум) суммарных технических потерь электроэнергии в электрической сети 0,38 – 10 кВ в именованных единицах (при постоянном составе оборудования) характеризуется удвоенной величиной условно-постоянных потерь. Отличительной чертой проведенных исследований является поэтапное рассмотрение структурных составляющих сетей 0,38 – 10 кВ – оптимальные режимы работы трансформаторов 6 – 10/0,38 кВ, режимы работы сети 6 – 10 кВ вместе с потребительскими трансформаторами и совокупную электрическую сеть 0,38 – 10 кВ.

Проведенные исследования позволили перейти к расчету и анализу резервов по повышению экономичности работы электрических сетей. Выявленные резервы позволили определить и наметить траекторию движения в сторону оптимального состояния электрической сети, т.е. такого

состояния, при котором фактические технические потери электроэнергии в сети будут приближены к оптимальным.

Библиографический список

1. **Мышковец Е.М.** Анализ обобщенных характеристик электрических сетей 0,38 – 10 кВ РЭС // Наука– образование, производству, экономике: материалы 12-й науч.-техн. конф. / БНТУ. – Мн.: БНТУ, 2014. – Т. 1. – С. 70 – 71.

2. **Опыт** расчетов режимов и потерь электроэнергии в распределительных электрических сетях 0,38 – 10 кВ РУП «Гомельэнерго» / М.И. Фурсанов, А.А. Золотой, В.В. Макаревич // Наука-образованию, производству, экономике: материалы 11-й междуна. науч. конф. / БНТУ. – Мн.: БНТУ, – 2013. – Т. 1. – С. 11 – 12.

*В.Г. Гольдштейн, А.С. Кудрявцев, К.С. Фатеева
(СамГТУ, г. Самара)*

РАСЧЕТ РЕЖИМОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ В УЗЛАХ И ПРИ ИХ ПЕРЕМЕЩЕНИИ ПО ВЕТВЯМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В практических расчетах условий работы устройств релейной защиты и автоматики одной часто встречающихся задач является расчет токов коротких замыканий (КЗ), когда их расчетными точками являются конкретные узловые точки эквивалентной схемы замещения сети (СЗС), а также при искусственном перемещении вдоль протяженной линии электропередачи, то есть при движении по конкретной ветви.

В качестве математического описания режимов КЗ обычно используются уравнения узловых напряжений $\dot{Y}_y \cdot \dot{U}_y = \dot{J}_y$ [1], где \dot{Y}_y комплексные матрицы узловых проводимостей, \dot{U}_y , вектора-столбцы неизвестных узловых напряжений и \dot{J}_y – узловых задающих токов [1].

Матрица \dot{Y}_y слабо заполнена, т.е. имеет большое число нулевых элементов [2, 3]. Для работы только с ненулевыми элементами и минимизации появления новых ненулевых элементов, используется, так называемое *LU* разложение, для симметричных вещественных матриц по Холецкому и симметричных комплексных – по Гауссу [1].

Методы, основаны на идее представления основной матрицы \dot{A} системы линейных алгебраических уравнений $\dot{A} \cdot \dot{C} = \dot{B}$. С учетом симметрии матрицы \dot{Y}_y , имеющей выше обобщенное название \dot{A} , можно получить это представление в виде

$$\dot{L} \cdot \dot{L}_m \cdot \dot{C} = \dot{B}.$$

где \dot{L} – треугольная матрица; \dot{L}_m – транспонированная матрица.

Обратим внимание на то, что после выполнения разложения (определение элементов матрицы \dot{L}), решение системы можно заменить последовательным решением двух треугольных систем

$$\dot{L} \cdot \dot{U} = \dot{B} \dot{L}_m \cdot \dot{C} = \dot{U}, \quad (1)$$

которое с учетом треугольности матриц выполняется минимальным числом арифметических операций, достигающим при учете слабого заполнения матриц $\sim 4 \cdot M$ комплексных арифметических операций или с учетом увеличения количества вещественных операций, эквивалентных комплексным, $\sim (12 - 13) \cdot M$, где M – число ненулевых элементов в матрицах \dot{L} и \dot{U} . Это же число операций потребуется при любом последующем решении системы (3.2.3) при разложении LU , если будет изменен вектор правых частей \dot{B} .

Рассмотрим методику расчета режимов КЗ в узлах и на ветвях линиях электропередачи в рамках и принципа наложения [2] аварийного режима на предшествующий доаварийный [1].

Случай КЗ в произвольном узле СЗС можно считать тривиальным, поскольку в аварийном режиме в этот узел включается искусственный единичный источник тока. Далее задается вектор правых частей \dot{B} , в котором все элементы равны 0, кроме элемента с номером k узла КЗ и решается система (1).

После этого определяется K_n – коэффициент перехода от парциального режима с единичным источником тока к расчетному аварийному.

Умножая теперь все узловые напряжения на коэффициент K_n , накладываем их с обратным знаком на напряжения доаварийного режима для получения узловых напряжений, а затем по закону Ома и токов ветвей в режиме КЗ в k узловой точке. При этом по определению, как граничное условие, в этой точке узловое напряжение будет равно нулю.

Выводы

1. Предложена методика многовариантного расчета КЗ в электрических сетях с неизменной матрицей узловых проводимостей при повреждениях в любых узлах и в любых точках линий электропередачи.

2. При искусственном перемещении точки КЗ вдоль протяженной линии электропередачи в рамках предложенной методики нет необходимости в формальном вводе дополнительного узла, как фиксированного топологического элемента СЗС.

3. Используется общепринятый метод треугольного разложения матрицы основной системы уравнений опорного режима электрической сети.
4. Этап подготовки – треугольное разложение производится один раз для неограниченного количества рассчитываемых режимов КЗ.
5. Метод распространяется на симметричные и несимметричные КЗ.

Библиографический список

1. **Ульянов С.А.** Электромагнитные переходные процессы. – М.: Энергия, 1970.
2. **Теоретические** основы электротехники: учеб. для вузов. В 3-х т. Т. 1/ К.С. Демирчян, Л.Р. Нейман, Н.В. Коровкин, В.Л. Чечурин. – Спб.: ПИТЕР, 2006.
3. **Дудиков Ю.С.** Методика расчета подрежимов коротких замыканий с неизменной матрицей узловых проводимостей / Ю.С. Дудиков // Изв. вузов. Электромеханика. – 2007. – № 6. – С. 83 – 87.

*И.Н. Кривихин, студ.,
рук. Е.М. Шишков, к.т.н.
(СамГТУ, г. Самара)*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СОБСТВЕННОЙ ЁМКОСТИ ЛЭП ДЛЯ ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ

Воздушные линии электропередачи (ВЛ) сверхвысоких (СВН) и ультравысоких напряжений (УВН) в настоящее время успешно применяются для решения двух основных задач. Первая из них – организация межсистемных связей. Вторая – организация передачи больших электрических мощностей из районов генерации, в которых сосредоточены энергоресурсы, в районы их потребления – густонаселённые городские агломерации и промышленные центры. В частности, для решения этих задач Государственной Сетевой Компанией Китая реализуется проект «супергрида», представляющий из себя сеть переменного тока 1000 кВ, объединяющую энергосистемы Центра, Севера и Востока КНР [1].

Неотъемлемой частью ВЛ СВН являются установки продольной компенсации (УПК) – устанавливаемые на переключательных пунктах батареи статических конденсаторов, необходимые для снижения общего индуктивного сопротивления ВЛ. В свете развития технологий FACTS тема управления, оптимизации и повышения эффективности работы УПК в последние годы становится всё более актуальной.

Несмотря на то, что в ВЛ СВН и УВН имеются с избытком, как ёмкость, так и индуктивность, все современные конструкция требуют дополнительного использования емкостных УПК, а также устройств поперечной компенсации – шунтирующих реакторов. В 1957 г. в работе профессора Н.Ф. Ракушева [2] была предложена такая конструкция ВЛ, в ко-

торой продольная ёмкость и поперечная индуктивность могли бы взаимно компенсировать друг друга. В каждой фазе предлагаемой ВЛ один провод (т.н. «прямой») был присоединен к выводу повышающего трансформатора, а другой (т.н. «обратный») – к сборным шинам приёмной подстанции. Согласно предположению Н.Ф. Ракушева, при достаточной длине линии взаимная ёмкостная проводимость, созданная между обоими проводами, могла бы полностью скомпенсировать собственную индуктивность линии, к которой в данном случае необходимо добавить еще и взаимную индуктивность между обоими параллельными проводами.

Сделанное в исследовании [2] допущение о параметрической трёхфазной симметрии разомкнутой ВЛ, по существу не согласуется с реальной физической картиной её установившегося режима, поскольку принципы симметрии, принятые в неявном виде, были неприменимы для предложенных практических конструкций разомкнутой ВЛ. В исследованиях Н.Ф. Ракушева анализировались экономически неоправданные конструкции, основанные на одиночных двухпроводных линиях с индивидуальной подвеской на опорах и разделением фазы не более, чем на два провода.

В настоящее время наиболее целесообразно для решения научно-практической задачи проектирования разомкнутых ВЛ использовать реальные возможности конструкций расщеплённых фаз ВЛ с непроводящими изоляционными распорками [3]. Часть расщеплённых составляющих каждой фазы работают, как «прямые», часть – как «обратные» проводники.

Предложенная выше конструкция разомкнутых многопроводных ВЛ, использующая расщепление фазных проводов для создания прямых и обратных составляющих, является очевидно более эффективной в сравнении с исходной [2], поскольку допускает возможность реконструкции существующих ВЛ с превращением их в разомкнутые.

В числе прочих задач, которые необходимо проработать в отношении разомкнутых ВЛ – создание средств и методики защиты линии от перенапряжений, разработка рекомендаций по использованию устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, разработка рекомендаций по эксплуатации и обслуживанию. Особого внимания также требует вопрос о надёжности как самих разомкнутых ВЛ, так и о их влиянии на надёжность электроэнергетических систем, которые они соединяют.

Также интересной представляется возможность применения принципа построения разомкнутой ВЛ к кабельным линиям СВН. Поскольку кабельные линии обладают значительно большей в сравнении с ВЛ поперечной ёмкостью, эффективная длина разомкнутого участка для них составит на порядок меньшее значение, чем для ВЛ.

Библиографический список

1. **Chongqing Kang**, Xinyu Chen, Qianya Xu и др. Balance of Power // IEEE Power&Energy Magazine. – 2013. – Т. 11. – № 5. – С. 56 – 64.
2. **Ракушев Н.Ф.** Сверхдальняя передача энергии переменным током по разомкнутым линиям. – М.: Госэнергоиздат, 1957.
3. **Пат.** 130458 РФ, МПК8 Н 02 J 3/20. Разомкнутая трёхфазная воздушная линия электропередачи переменного тока / В.Г. Гольдштейн, Е.М. Шишков; Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Самарский государственный технический университет». № 2013103649/07; заявл. 28.01.2013; опубл. 20.07.2013, Бюл. № 20.

*Л.С. Казакова, магистрант,
рук. Ф.Л. Бык, к.т.н., доцент
(НГТУ, г. Новосибирск)*

ВОЗМОЖНОСТЬ СРАВНЕНИЯ СЕТЕВЫХ КОМПАНИЙ ПО ПОКАЗАТЕЛЯМ НАДЕЖНОСТИ

Моральный и физический износ распределительных сетей привели сетевые компании (СК) к снижению надежности выполнения своих функций по осуществлению транспорта и распределения электроэнергии. Система стимулирования повышения надежности путем увеличения тарифа [1, 2] порождает конкуренцию за повышение технической эффективности и надежности сети.

Показатель надежности, отражающий уровень работоспособности электрической сети, т. е. степень готовности СК выполнять свои функции – коэффициент готовности (K_G). Предлагается методика для сравнения СК по K_G совокупностей воздушных линий (ВЛ) по классам напряжения (согласно особенностям тарифообразования), с учетом особенностей работы СК для последующего выбора наиболее эффективных мероприятий на повышение надежности в каждой СК.

Выход из работоспособного состояния хотя бы одной ВЛ в распределительных сетях 35 – 220 кВ ведет к отключению потребителя, следовательно снижет K_G сети ($K_{кл}$). $K_{кл}$ рассчитывается по известной формуле в зависимости от интенсивности аварийного восстановления (μ) и количества пролетов (n) с частотой отказов $\omega_{\text{прол}}$ [3]:

$$K_{\text{кл}} = \frac{\mu}{\mu + \omega_{\text{прол}} \cdot n}$$

Сравнивать техническую эффективность компаний, предлагается по отношению существующих K_G -к «эталонным», рассчитывающихся на ос-

нове частоты отказов и интенсивности восстановлений, указанных в [4] во многом удовлетворяющих требованиям надежности. Для СК «эталонные» значения K_T по каждому классу будут своими.

Выявлено, что рассчитанный на основе текущего и «эталонного» $K_{КЛ}$ коэффициент готовности пролета $K_{прол} = 0,9999$, в рассматриваемых классах напряжения. Выдвинута гипотеза о зависимости K_T сети главным образом от суммарной протяженности ВЛ (n),

$$K_{КЛ} = 1 - \alpha(n \cdot K_{прол})$$

где α – расчётный коэффициент.

С помощью методов регрессионного анализа, получено семейство кривых, для определения коэффициента α , в зависимости от показателей безотказности и ремонтпригодности пролета (рис. 1). В совокупности с известной информацией о суммарной протяженности ВЛ по классу напряжения, можно построить зависимости $K_{КЛ}$ для различных условий (рис. 2), в т.ч. для моделирования влияния мероприятий, направленных на повышение надежности, влияние которых может быть рассчитано по предложенной в [3] модели.

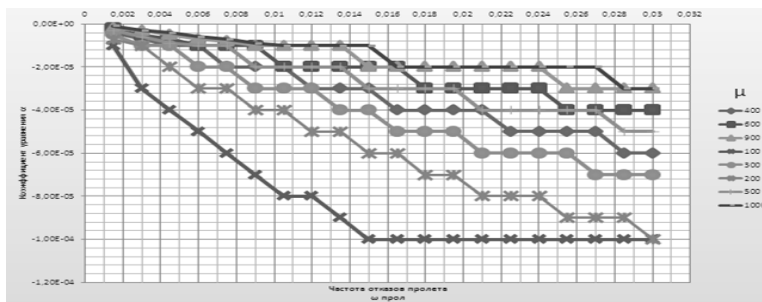


Рис. 1. Семейство кривых для определения коэффициента α

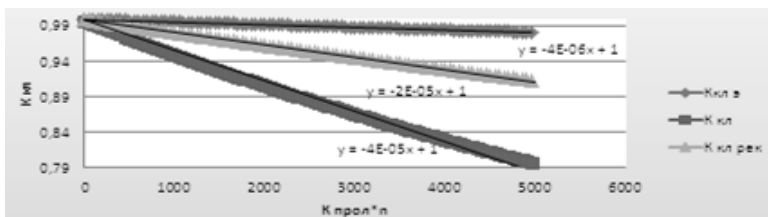


Рис. 2. Зависимость $K_{кл}$ от суммарной протяженности ВЛ

Данная методика позволяет наглядно и просто определять насколько «надежно и эффективно» работают сети компании; сравнивать СК между собой; выявлять величину эффекта, извлекаемого при определенном объеме реконструкции; при сравнении графиков различных сетей, можно определить, где эффективность от тех или иных мероприятий, направленных на повышение надежности будет наибольшей.

Библиографический список

1. **Положение** об определении применяемых при установлении долгосрочных тарифов показателей надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденное Постановлением Правительства РФ от 31 декабря 2009 г. № 1220.

2. **Методические** указания по расчету и применению понижающих (повышающих) коэффициентов, позволяющих обеспечить соответствие уровня тарифов, установленных для организаций, осуществляющих регулируемую деятельность, уровню надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг, утвержденные приказом ФСТ от 26 октября 2010 г. № 254-э/1.

3. **Бык Ф.Л.**, Казакова Л.С. Влияние изолирующей композитной траверсы на коэффициент технической готовности сети // Электроэнергетика глазами молодежи : 5 междунар. науч.-техн. конф., Томск 10 – 14 ноября 2014 г.: науч. тр. – Томск, 2014. – Т. 2. – С. 210 – 214.

4. **РД 34.20.574** «Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками».

***М.Р. Яруллин, асп., Р.С. Чернухин,
рук. Р.Г. Миңуллин, д.ф.-м.н., профессор
(КГЭУ, г. Казань)***

ВИЗУАЛИЗАЦИЯ ДАННЫХ ЛОКАЦИОННОГО МОНИТОРИНГА ГОЛОЛЕДА И ПОВРЕЖДЕНИЙ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ЛОКАЦИОННЫМ МЕТОДОМ

В настоящее время аппаратура локационного зондирования с использованием разработанной технологии мониторинга гололеда и повреждений внедрена на 4-х подстанциях и успешно работает в течение нескольких лет, предоставляя объективную информацию о состоянии проводов на 12-и линиях электропередачи (ЛЭП).

Для упрощения восприятия данных мониторинга ЛЭП локационного устройства персоналом подстанции и диспетчером было разработано программное обеспечение «Программный модуль визуализации результатов локационного обнаружения гололеда на воздушных линиях электропередачи (ПМ «Визуализация»)» (рис. 1).

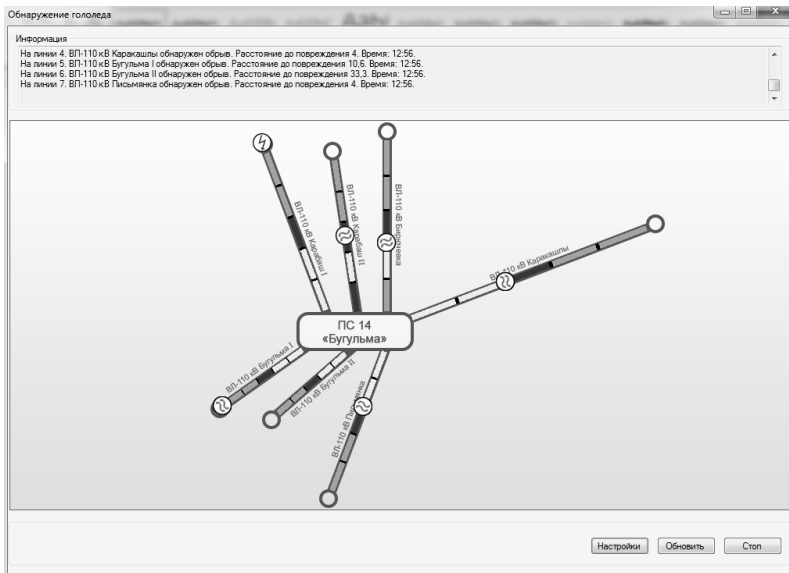


Рис. 1. Вид окна программного модуля «Визуализация»

Данный программный модуль позволяет следить за динамикой образования гололедных отложений и отображает информацию о повреждении на проводах ЛЭП. В программе имеется возможность разбивать ЛЭП на несколько локационных участков, что позволяет следить за образованием гололеда на каждом из них по отдельности. В настройках ПМ «Визуализация» предусмотрена возможность менять уставки значений максимально допустимой гололедной нагрузки с учетом конструктивных особенностей и географическим расположением ЛЭП. О достижении критических нагрузок, действующих на провода, можно судить по цветовой индикации. В соответствии этому зеленый – норма, желтый – наличие некритического значения гололедной нагрузки, красный – опасное значение нагрузки, которое может привести к аварии на ЛЭП.

При наличии повреждений на проводах в окне программы появляются значки в соответствии с видом повреждения. Кроме этого программа выдает текстовое сообщение, в котором указывается вид повреждения и расстояние до него.

Таким образом программный модуль «Визуализация» объективно отражает информацию о состоянии линии, что в свою очередь помогает дежурному персоналу подстанции и диспетчеру принимать правильные решения по управлению энергетической сетью.

*Н.С. Петрашевич, асп.,
рук. М.И. Фурсанов, д.т.н., профессор
(БНТУ, г. Минск)*

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ В ТРАНСФОРМАТОРЕ НА ОСНОВЕ ТЕМПЕРАТУРНОГО АНАЛИЗА МАСЛА

Определение реальных технико-экономических показателей позволяет прогнозировать оптимизационные мероприятия в электрических сетях. В частности информация о величине потерь в трансформаторе в настоящий момент может быть использована в технико-экономических расчётах, а динамика изменения величины потерь в процессе эксплуатации позволяет прогнозировать состояние трансформатора в долгосрочной перспективе и планировать различные оптимизационные мероприятия, такие как капитальный ремонт трансформатора, или его замена.

Нормативный срок эксплуатации масляных трансформаторов, согласно [1] составляет 25 лет. Однако на практике реальный срок эксплуатации зачастую превышает это значение. В то же время существующие методики технико-экономической оценки [2] не учитывают изменения потерь мощности трансформатора в течение срока его службы. Эти изменения вызваны химической деградацией материалов и могут существенно влиять на параметры трансформатора.

При постоянной нагрузке, согласно с [3, 4] после простейших преобразований, потери мощности в трансформаторе могут быть определены:

$$\begin{cases} \Delta P_x = \frac{G}{\tau} \Delta \theta_1 - K^2 \frac{\frac{G}{\tau} \Delta \theta_1 \cdot (\xi - 1)}{\left[[K^2 - \xi] + K^2 \cdot (\xi - 1) \right]} \\ \Delta P_e = \frac{\frac{G}{\tau} \Delta \theta_1 \cdot (\xi - 1)}{\left[[K^2 - \xi] + K^2 \cdot (\xi - 1) \right]} \end{cases} \quad (1)$$

где ΔP_x и ΔP_k – реальные потери холостого хода и короткого замыкания в трансформаторе; $G = \tau_i \cdot \Delta \theta_{i1} \cdot \Delta P_i$ – теплоёмкость трансформатора; τ_n – паспортная постоянная времени трансформатора; $\Delta \theta_{mn}$ – паспортное превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды при номинальной нагрузке; ΔP_n – суммарные паспортные потери мощности трансформатора; $\Delta \theta_m$ – измеренное превышение темпе-

ратуры верхних слоёв масла; K – измеренный коэффициент загрузки трансформатора; x – показатель степени суммарных потерь; τ – расчетная постоянная времени трансформатора; $\xi = \left(\frac{\Delta\theta_i}{\Delta\theta_{i1}} \right)^{\frac{1}{x}}$ – относительное превышение температуры верхних слоёв масла.

При переменной нагрузке, значения τ и $\Delta\theta_m$ могут быть вычислены путём аппроксимизации кривой нагрева трансформатора.

Предложенный способ определения потерь мощности значительно проще общепринятого и позволяет получить результат на основе температурного анализа верхних слоёв масла.

Выводы

1. Для трансформаторов с длительным сроком службы, величины потерь мощности короткого замыкания и холостого хода могут значительно отличаться от паспортных значений.

2. Существующие методики технико-экономического расчёта не учитывают деградацию материалов трансформатора.

3. Авторами предложен метод определения потерь короткого замыкания и холостого хода масляного трансформатора на основе анализа температуры верхних слоёв масла.

Библиографический список

1. ГОСТ 11677-85. Трансформаторы силовые. Общие технические условия.
2. Стандарт ГПО «Белэнерго» СТП 09110.09.455-11 «Методика расчета и обоснования нормативов расхода электроэнергии на ее передачу по электрическим сетям».
3. ГОСТ 14209-97. Руководство по нагрузке силовых трансформаторов.
4. Каршаи К., Кэрэни Д., Киш Л. Нагрев и охлаждение трансформаторов (перевод с венгерского). – М.: Энергия, 1980.

*А.О. Редькин, студ.,
рук. Н.Ю. Шевченко, к.т.н.
(КТИ (филиал) ВолгГТУ, г. Камышин)*

РАЗРАБОТКА КОНЦЕПЦИИ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Главными причинами, вызывающими резкое увеличение повреждаемости высоковольтных воздушных линий (ВЛ) электропередачи, яв-

ляются старение оборудования ВЛ и климатические воздействия. Поэтому разработка концепций повышения надежности воздушных линий электропередачи напряжением 110 – 220 кВ, работающих в сложных метеоусловиях, является актуальной для электроэнергетики России [3].

Основными способами повышения надежности в гололедно-ветровых условиях являются: увеличение расчетной нагрузки за счет сокращения пролетов, использования высокотехнологичных проводов и опор, увеличения повторяемости гололедных нагрузок в зависимости от категории потребителя, автоматизированная плавка гололеда и мониторинг линии в режиме реального времени.

Так как безопасная работа ВЛ лимитируется габаритом линии или обрывом провода, то в качестве альтернативных можно рассмотреть следующие варианты модернизации (на примере ВЛ 220 кВ) [1]:

1. замена металлических решетчатых опор МРО (ПС-220-3) на многогранные опоры ММО (типа П1С-220-П1);
2. увеличение высоты опоры МРО (замена ПС-220-3 на П-220-3);
3. уменьшение пролета между опорами МРО в два раза;
4. уменьшение пролета между опорами ММО в два раза;
5. увеличение стальной части провода АС (замена АС 300/39 на АС 300/66);
6. увеличение сечения провода (замена АС 300/39 на АС400/51);
7. применение проводов с гладкой поверхностью типа Aero-Z;
8. применение высокотемпературных проводов с зазором GTACSR;
9. применение высокотемпературных проводов типа TACSR/ACS.

Предложенные девять альтернативных вариантов модернизации рассмотрены для двух периодов повторяемости $T = 25$ лет и $T = 50$ лет.

Для проверки эффективности вариантов модернизации предложены следующие критерии:

– полное тяжение в проводе должно быть меньше допустимого значения $T_x < T_{доп}$ при низшей температуре $t = -40$ °С; максимальной скорости ветра v_{max} ; нормативной толщине стенки отложений $b_{г.н.}$;

– стрела провеса при изменяющихся климатических воздействиях меньше стрелы провеса провода при высшей температуре $f_x < f_{max}$;

– напряжение в проводе при максимальной (гололедной – σ_6 ; или гололедно-ветровой – σ_7) нагрузке не превышает допустимого значения: $\sigma_{доп} \geq \sigma_{6х}$ или $\sigma_{доп} \geq \sigma_{7х}$ [2].

При гололедо-ветровой нагрузке самыми эффективными мероприятиями среди рассматриваемых вариантов модернизации являются сокращение пролета в два раза при использовании многогранных металлических опор (вариант 4) и замена провода АС на провод марки Aero-z (вариант 7).

Сравнение вариантов по комплексному показателю надежности и экономичности для двух периодов повторяемости климатических нагрузок $T = 25$ лет и $T = 50$ лет показало, что наиболее эффективными будут варианты 1 и 4 с многогранными опорами.

Автором составлена программа для расчета климатических нагрузок, которая может использоваться для предварительных расчетов различных вариантов реконструкции и модернизации ВЛ.

Библиографический список

1. **Угаров Г.Г.** Повышение эффективности воздушных линий электропередачи напряжением 110 – 220 кВ в гололедных районах: монография: монография / Г.Г. Угаров, Н.Ю. Шевченко, Ю.В. Лебедева, А.Г. Сошинов. – Москва, Перо, 2013.
2. **Анализ** концепций развития воздушных линий электропередачи 110 – 500 кВ, работающих в сложных метеоусловиях / Н.Ю. Шевченко [и др.] // Электрооборудование, эксплуатации и ремонт. – Москва, 2010. –С. 8 – 12.
3. **Редькин А.О.** Повышение технической и экономической эффективности воздушных линий электропередачи / А.О. Редькин, Н.Ю. Шевченко // Состояние и пути развития российской энергетики: матер. всерос. молодёжной науч. школы-конф. (Томск, 21 – 23 окт. 2014 г.) / Нац. исслед. Томский политехн. ун-т, Энергетический ин-т. – Томск, 2014. – С. 141 – 144.
4. **Яковлев Л.В.** Повышение надежности воздушных линий на стадиях проектирования и эксплуатации / Л.В. Яковлев, Ф.Л. Коган, Р.С. Каверина // Электрика. – 2008. – № 1. – С. 32.

*Е.О. Тихомиров, А.П. Макаров, студенты,
В.В. Сенько, к.т.н., доцент
(СамГТУ, г. Самара)*

ОЦЕНКА ДОПУСТИМЫХ ПО СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

В диспетчерских службах электроэнергетических систем (ЭЭС) при выборе управляющих воздействий противоаварийной автоматики особую актуальность имеют вопросы оценки допустимых по условиям статической аperiodической устойчивости режимов. Задачи расчета параметров допустимых режимов ЭЭС и построения границ допустимой области (ДО) требуют применения новых математических моделей и алгоритмов, поэтому тема исследования продолжает оставаться актуальной [1].

Цель данного исследования состоит в оценке допустимых по СУ режимов с помощью модифицированной записи УПР [2]. Авторами в среде пакета Mathcad 14 была разработана учебная компьютерная модель расчета установившихся и предельных режимов ЭЭС, основанная на решении модифицированных УПР. С помощью этой модели был прове-

ден ряд вычислительных экспериментов для оценки границ ДО на примере консервативной тестовой трехузловой схемы ЭЭС [3]. Результаты расчетов сведены в табл. 1 и показаны на рис. 1

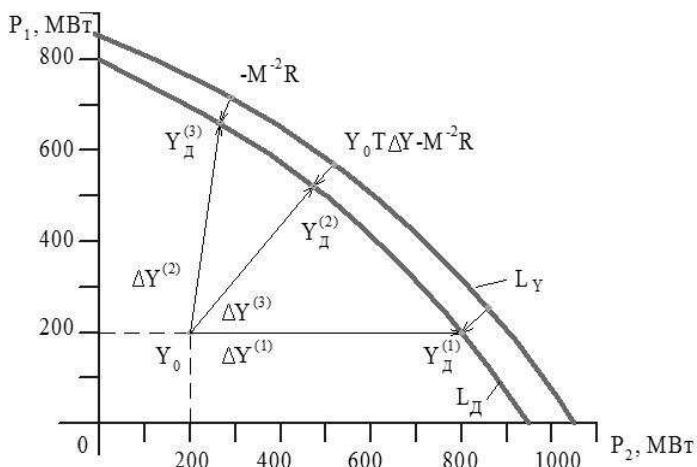


Рис. 1. Результаты определения допустимых режимов в координатах Y_1, Y_2

Таблица 1. Результаты расчетов допустимого режима при утяжелении $\Delta P_1 = 10$ Мвт, $\Delta P_2 = 10$ Мвт ($M_1 = M_2 = 1$)

N	N узла	$P_{доп}$, МВт	$\delta_{доп}$, град	$P_{пр}$, МВт	$\delta_{пр}$, град	$R_{пр}$, МВт	τ , о.е.
1	1	533.0	89.8	534.0	98.0	-1.0	33.30
	2	533.0	77.1	534.0	84.0	-1.0	33.30
2	1	421.0	56.2	541.7	118.1	-120.7	22.10
	2	421.0	48.1	527.2	100.9	-106.2	22.10
3	1	477.4	68.2	546.5	106.3	-69.1	27.74
	2	477.4	58.4	537.5	91.0	-60.1	27.74
4	1	493.3	72.5	542.5	100.4	-49.2	29.33
	2	493.3	62.1	536.5	86.1	-43.2	29.33
5	1	495.4	73.1	540.6	98.4	-45.3	29.54
	2	495.4	62.7	535.1	84.3	-39.7	29.54
6	1	495.2	73.1	540.6	98.2	-45.1	29.52
	2	495.2	62.6	534.8	84.1	-39.6	29.52
7	1	495.2	73.1	540.3	98.2	-45.1	29.52
	2	495.2	62.6	534.8	84.1	-39.6	29.52

Разработанные алгоритмы и компьютерная модель оценки допустимых режимов применяется в учебном процессе при изучении дисциплин «Электромеханические переходные процессы» и «Устойчивость электро-

энергетических систем» СамГТУ. Практическая реализация данной методики может позволить повысить скорость принятия оперативных диспетчерских решений, направленных на изменение режимных параметров ЭЭС, снизить ущерб при отключении генераторов и нагрузок при проведении режимных ограничений.

Библиографический список

1. **Андерсон П**, Фуад А. Управление энергосистемами и устойчивость / Пер. с англ.; под ред. Я.Н. Лугинского – М.: Энергия, 1980. – 568 с.
2. **Крюков А.В.** Предельные режимы электроэнергетических систем / А.В. Крюков. – Иркутск: ИрГУПС, 2012. – 236 с.
3. **Крюков А.В.**, Сенько В.В. Расчеты предельных режимов электроэнергетических систем для целей оперативного управления // Изв. ВУЗов. Электромеханика. – 2014. – № 3. – С. 21 – 23.

*И.М. Назмутдинов, студ.,
рук. А.И. Федотов, д.т.н., профессор
(КГЭУ, г. Казань)*

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ТОКОГРАНИЧИВАЮЩИХ РЕАКТОРОВ ПРИ ВОЗДЕЙСТВИИ ПРОВАЛОВ НАПРЯЖЕНИЯ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ СЕТЬ

Наиболее частыми причинами кратковременного нарушения электроснабжения являются короткие замыкания в системах внешнего и внутреннего электроснабжения. Во время коротких замыканий на одной линии, падает напряжение на других параллельных линиях, питающихся от одной и той же системообразующей подстанции. Для избегания подобных явлений энергетики практикуют использование в сетях быстродействующие делительные защиты, динамические компенсаторы искажения напряжения и токоограничивающие реакторы. Последние, на сегодняшний день, являются наиболее практичными. Но, токоограничивающие реакторы для высоковольтных сетей являются не дешевым оборудованием. Поэтому в мире с рыночной экономикой целесообразно было бы считать эффективность их использования не только с точки зрения энергетиков, но и с точки зрения экономистов.

В программном пакете MatLab+Simulink были проведены ряд исследований, в результате чего была разработана методика по выбору реакторов с оптимальными параметрами. Системообразующая подстанция питает по двум параллельным линиям нагрузки промышленного предприятия.

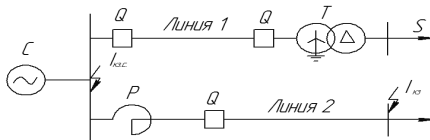


Рис. 1. Принципиальная схема исследования

Рассмотрим влияние токоограничивающих линейных реакторов, а так же влияние отдаленности линии электропередач при трехфазном коротком замыкании на «линия 2», на падение напряжения на шинах за трансформатором (у потребителя нагрузки) на параллельной «линия 1» при различных сопротивлениях системы. Любая энергосистема при аварийных режимах терпит экономический ущерб ($У$), т.е. в нашем примере рассматривается промышленный объект, где одно аварийное отключение сопровождается ущербом в 4 млн. рублей. Частоту аварий на линии зададим по таблице 6.4 [1] т.е. $W_{авар} = 3,9$ (отказ/год на 100 км линии) Ущерб на линий ($У_{л}$) будем считать по следующей формуле:

$$(1)$$

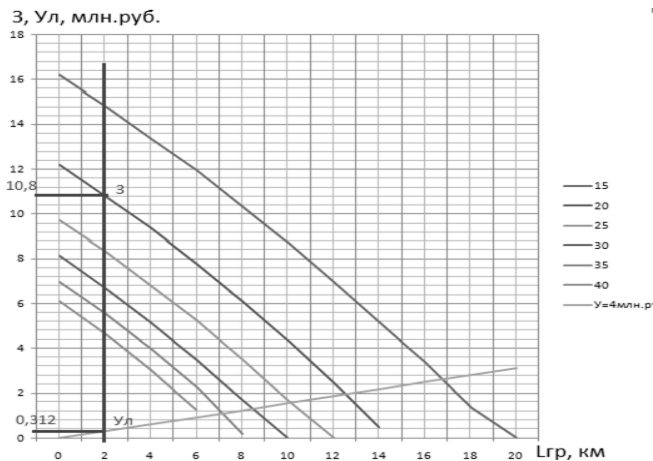


Рис. 2. Техничко-экономический график

Из графика (рис. 3) для примера взяли точки при $L_{гр} = 2$ км, т.е. все аварии на второй линии, происходящие дальше, чем за 2 км, для потребителей первой линии не страшны. Таким образом, используя формулу (2) находим время окупаемости (в годах) затрат.

$$T_{ок} = \frac{3+УЛ}{У_а+УЛ}. \quad (2)$$

Таким образом, ограничения токов короткого замыкания в промышленных сетях на сегодняшний день остается актуальным вопросом. Особенно перспективным для решения этого вопроса на сегодняшний день являются высокотемпературные сверхпроводниковые токоограничивающие реакторы. Видя перспективу развития использования таких реакторов в электрических сетях промышленных предприятий, была выведена данная методика по их выбору с оптимальными сопротивлениями, где наглядно рассматриваются все этапы развития технико-экономических показателей.

Библиографический список

1. **Файбисович Д.Л.** Справочник по проектированию электрических сетей. 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012.
2. **Черных И.В.** Моделирование электротехнических устройств в MATLAB. SimPowerSystems и Simulink. – М.: ДМК Пресс, 2007.

В.А. Касимов, асп.;
рук. Р.Г. Минуллин, д.ф.-м.н., профессор
(КГЭУ, г. Казань)

РАСПОЗНАВАНИЕ ТИПА ГОЛОЛЕДНО-ИЗМОРОЗЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ЛОКАЦИОННЫМ МЕТОДОМ

При осаджении гололедно-изморозевых отложений (ГИО) на проводах возникают дополнительные механические нагрузки на конструкцию воздушных линий электропередачи (ВЛ). Сверхнормативные гололедные нагрузки приводят к обрывам проводов и поломке опор. Контроль образования ГИО позволяет предупредить подобные аварии.

В работе рассматривается один из методов контроля образования ГИО на проводах – локационный метод, который заключается в анализе излученного импульса после его отражения от неоднородностей волнового сопротивления линии (конец линии, обрыв, КЗ и др.).

ГИО на проводах изменяют условия распространения импульсов, вызывают дополнительные затухание и запаздывание сигналов, зависящие от толщины стенки гололеда, от длины участка обледенения и от типа отложения.

Результаты экспериментального обнаружения ГИО на проводах ВЛ «Бугульма-110–Бугульма-500» приведены на рис. 1. На графике рис. 1, а

представлены изменения затухания и запаздывания локационных сигналов и температуры окружающей среды за период с 4 по 18 ноября 2014 г. Согласно метеорологическим данным 4 – 5 и 18 ноября на проводах происходило отложение изморози, а 6 – 9 и 11 – 12 ноября – льда (рис. 1, *а*).

Рассмотрим взаимосвязь значений затухания и запаздывания локационных сигналов для этих случаев гололедообразования. На графике (рис. 1, *б*) стрелками обозначен ход времени, таким образом получают своеобразные «траектории» образования ГИО. В случае образования льда тренды «траекторий» этих процессов (рис. 1, *б*, кривые 3, 4 и 5) имеют меньший тангенс угла наклона по сравнению с трендами «траекторий» образования изморози (рис. 1, *б*, кривые 1, 2 и 6). Согласно теоретическим оценкам в координатной плоскости затухания-запаздывания должны быть участки равной плотности ГИО. В первом приближении постоянную плотность ГИО имеют радиально расходящиеся от начала координат (в т. $K = 0$ дБ, $\Delta t = 0$ мкс) лучи.

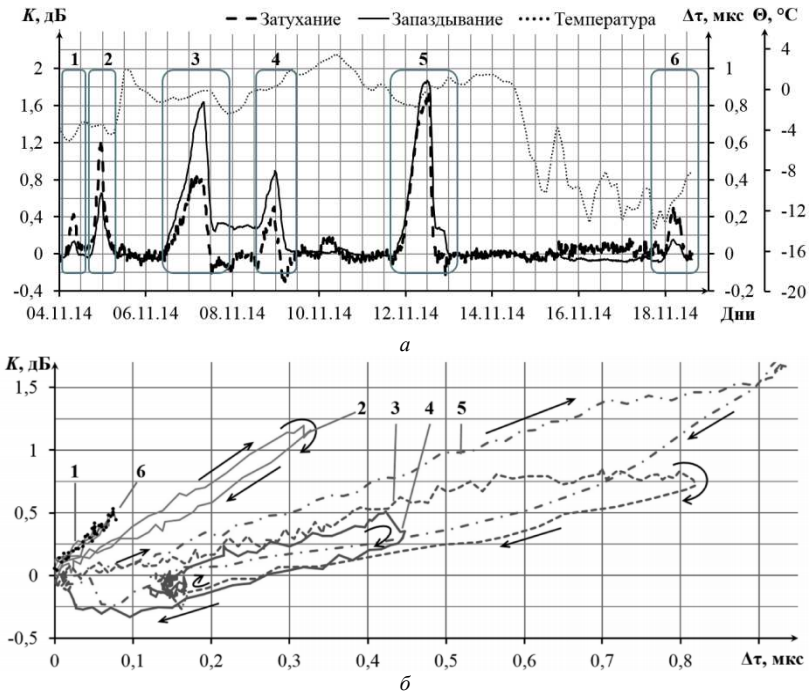


Рис. 1. Изменения (*а*) и взаимосвязь (*б*) значений затухания и запаздывания локационных сигналов для различных случаев гололедообразования на ВЛ «Бугульма-110 – Бугульма-500» с 4 по 18 ноября 2014 г.; на рис. 1, *б* стрелками обозначен ход времени

Например, тренды «траекторий» образования ГИО 4 и 18-го ноября (рис. 1, б, кривые 1 и б) имеют одинаковые тангенсы угла наклона, это говорит о том, что отложения на проводах в этих двух случаях имели равные плотности. Тренд, соответствующий процессу образования изморози 5-го ноября, имеет меньший тангенс угла наклона (рис. 1, б, кривая 2), согласно предположению, отложения должны были иметь большую плотность, чем 4 и 18-го ноября. Еще более плотные гололедные отложения образовывались 11 – 12 ноября (рис. 1, б, кривая 5). Наиболее плотные отложения на проводах были зарегистрированы 6 – 9 ноября (рис. 1, б, кривые 3, 4).

Также следует отметить, что «траектории» образования и схода ГИО могут не совпадать, образуя своеобразный «гистерезис». Сход как изморози (рис. 1, б, кривая 2), так и льда (рис. 1, б, кривые 3, 4, 5) проходит по «траектории» с меньшим углом, т.е. по «траектории» с большей плотностью. По всей видимости, это связано с таянием отложений и образованием воды, имеющей большую плотность, чем лед.

Более детальные исследования этих закономерностей позволят разработать технологию определения типа и массы гололедно-изморозевых отложений для прогнозирования и предупреждения аварийных гололедных явлений на проводах ВЛ.

*В.В. Апполонов, А.И. Нюхалов, студенты,
В.Г. Гольдштейн, д.т.н., профессор
(СамГТУ, г. Самара)*

К ВОПРОСУ ОБ УПРАВЛЕНИИ ЖИЗНЕННЫМ ЦИКЛОМ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА КАК ПРОИЗВОДСТВЕННОГО АКТИВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Новые принципы управления производственными активами электрических сетей (ПАЭС) и, в частности, основного электрооборудования (ЭО) требуют реализации ряда технических мероприятий. Это – введение новых положений в части оценки технического состояния ЭО по результатам систематической и спорадической диагностики, определения вероятностей рисков и оценки последствий отказов, совершенствования организации технического обслуживания и ремонтов ЭО [1]. Изменяется и совершенствуется планирование жизненных циклов (ЖЦ) ПАЭС, а также эксплуатационных управляющих воздействий на ЭО, подходы к принятию соответствующих решений, как с точки зрения надёжности, так и технико-экономической оценки.

Одна из задач в сфере остро назревшей модернизации распределительных электрических сетей заключается в повышении их технико-экономической эффективности, в частности, за счет снижения технических потерь электрической энергии в силовых трансформаторах (СТ) 10(6)/0,4 кВ. Здесь имеет место стратегическая дилемма: продление (после значительных ремонтных работ и затрат) срока эксплуатации физически изношенных и морально устаревших СТ или замена их на новые с улучшенными свойствами и характеристиками.

В текущей стоимости СТ с учетом эксплуатации за весь срок службы можно выделить для заданного (годового) времени собственно цену самого СТ с учетом доставки и монтажа, стоимость ремонтных и профилактических работ и обслуживания, стоимость потерь и др.

Оценивая затраты на новый СТ, можно или использовать известные промышленные образцы, или применить новые конструкции и технологии, в частности, СТ с сердечниками из аморфного железа, имеющего сниженные удельные потери и обмотки, выполненные с применением технологий высокотемпературной сверхпроводимости [2].

Потребитель выбирает оптимальный вариант технических и экономических характеристик СТ в пределах своих финансовых возможностей и номенклатуры передовых электротехнических отечественных и зарубежных фирм. Проигрывая изначально в стоимости инновационных СТ, можно достигнуть значительного выигрыша в дальнейшей эксплуатации, например, по потерям электроэнергии, которые снижаются в комплексном варианте в $10 \div 15$ раз [2, 3].

Потери электроэнергии при сравнении вариантов выбора СТ являются одним из основных показателей и, хотя коэффициент полезного действия современных СТ превышает 99 %, стоимость потерь за весь срок эксплуатации в ЖЦ, приведенная к моменту установки СТ, может значительно превысить его исходную цену [2]. При заданном графике нагрузки и стоимости электроэнергии, можно определить годовую стоимость потерь в стали и нагрузочных потерь совместно с другими составляющими эксплуатационных расходов. Их снижение для инновационных СТ, как показывают результаты проведенного анализа, с избытком перекрывает увеличение первоначальных инвестиций.

Это является важнейшей частью разработки концепции программы управления ПАЭС [1] в целом и, в частности, каждой отдельного СТ с разными сроками и условиями эксплуатации, обслуживания, изготовления и др. В построении адекватной модели управления ПАЭС основой является классификация свойств активов: •определение классов оборудования; •распределение его по группам согласно классификационным кри-

териям;•периодичность ремонта или замены (с поставкой запасных частей и ЭО);•затраты на модернизацию, реновацию, замену;•наличие программы испытаний;•организация системы диагностики и контроля технического состояния ЭО;•назначение и обоснование критериев технического состояния и вероятностей их отказа ЭО и др.

Можно сделать вывод, что с экономической точки зрения стратегической целью управления ПАЭС [1] и, в частности, СТ, является определение приоритетов затрат и расходов на повышение эффективности и надёжности работы ЭО и, соответственно, улучшение технического состояния и модернизации ЭО до ликвидации и замены конкретных активов. Для этого целесообразно использовать аппарат технико-экономического сравнения соответствующих затрат при росте рисков отказов ЭО по мере его износа и старения и затрат на продление ЖЦ или его замену с учетом появляющихся при этом преимуществ.

Библиографический список

1. **Allen R.**, Johnson D. Рискованный бизнес: в поисках оптимального решения. Transmission&Distribution world. Russian edition. Электроэнергия. Передача и распределение. – М.: № 1 (10), январь-февраль 2012. – С. 38 – 43.

2. **Гольдштейн В.Г.**, Казанцев А.А., Инаходова Л.М. О проблемах энергосбережения и повышения энергоэффективности при применении современных силовых трансформаторов // Изв. Вузов. Электромеханика. – 2014. – № 5. – С. 107 – 111.

3. **Применение** эффекта высокотемпературной сверхпроводимости как основа развития электроэнергетики мегаполисов / В.В. Апполонов, В.Г. Гольдштейн, А.И. Нюхалов, В.С. Романов // Электроэнергетика глазами молодежи: тр. V межд. науч.-техн. конф. – Т. 2. – Томский политех. ун-т. – Томск. 2014. – С. 198 – 202.

*В.В. Апполонов, А.И. Нюхалов, студенты,
рук. В.Г. Гольдштейн, д.т.н., профессор
(СамГТУ, г. Самара)*

К ВОПРОСУ СТОИМОСТИ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА КАК ПРОИЗВОДСТВЕННОГО АКТИВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Одна из задач в сфере остро назревшей модернизации распределительных электрических сетей заключается в повышении их технико-экономической эффективности. В первую очередь – посредством снижения технологических потерь на передачу электрической энергии, значительная часть которых имеет место в силовых трансформаторах напряжением 10(6)/0,4 кВ. Поэтому возникла необходимость обратить внимание проектных и эксплуатирующих организаций на вопросы рациональ-

ного выбора новых силовых трансформаторов для замены физически и морально устаревших.

Стоимость силового трансформатора с учетом стоимости эксплуатации за весь срок службы состоит из следующих составляющих: цена самого трансформатора; стоимость монтажа на месте эксплуатации; стоимость профилактических работ и обслуживания; стоимость потерь.

Снижение цены на трансформатор может быть достигнуто уменьшением вложения активных материалов (электротехнической стали и меди). Но при этом возрастут потери. И наоборот, для снижения потерь требуется дополнительное вложение активных материалов, применение более дорогих материалов, например, стали, имеющей сниженные удельные потери.

Покупатель совместно с изготовителем может выбрать оптимальный вариант технических и экономических характеристик трансформатора в пределах показателей, регламентируемых стандартами таких, как предельные температуры нагрева и пр.

Обычно при сравнении вариантов одного и того же трансформатора основным показателем являются потери. Хотя коэффициент полезного действия современных трансформаторов превышает 99 процентов, стоимость потерь за весь срок эксплуатации приведенная к моменту установки трансформатора может превысить его цену [1]. Исходя из графика нагрузки и стоимости электрической энергии, можно определить годовую стоимость потерь в стали и нагрузочных потерь. Стоимость потерь в каждом году всего срока службы трансформатора может быть покрыта годовым доходом, полученным от суммы в банке, положенной под сложный процент при установке трансформатора. Эта сумма, достаточная для оплаты стоимости потерь в каждом году срока службы трансформатора и является капитализированной стоимостью потерь.

Полная капитализированная стоимость – это сумма стоимости установки трансформатора (включая его цену) и капитализированной стоимости потерь. Существует обратная зависимость этих величин. Поэтому существует оптимум полной стоимости при изменении технических и экономических характеристик трансформатора.

Возможно выполнить расчеты для каждого года, учитывая изменения различных параметров со временем: стоимости энергии, потерь и размера банковского процента. Трудно предсказать изменения этих параметров за весь 25-летний срок службы. Поэтому принимаются постоянные значения параметров и расчеты сводятся к определению двух составляющих: потерь в стали и нагрузочных потерь.

Потери в стали зависят от значения напряжения, его частоты и формы. Потери в стали имеют две составляющих – потери на гистерезис и потери,

создаваемые вихревыми токами. Потери на гистерезис являются функцией максимального значения индукции и зависят от среднего значения приложенного напряжения. Потери от вихревых токов являются функцией частоты и поэтому чувствительны к гармоническому составу напряжения.

Отклонения потерь холостого хода вследствие изменения температуры могут быть значительными. Так, при измерении потерь при 21 °С и при 50 °С на трансформаторе 50 МВА, 110/10,5 кВ было отмечено снижение потерь с ростом температуры. При номинальной индукции 1,77 Тл снижение составило 1,2 %, а при индукции 1,6 Тл – 3,3 %. Не было отмечено какого-либо заметного изменения потерь в стали в течение эксплуатации.

Погрешность измерения нагрузочных потерь при коэффициенте мощности не менее 0,01, равная 3 % считается приемлемой. Дальнейшее снижение погрешности связано с большими затратами. Однако известно о снижении погрешностей 1 ÷ 5 % при коэффициенте мощности 0,01 при измерении потерь в стали на трансформаторах мощностью до 300 МВА.

Библиографический список

1. Проблемы современного трансформаторостроения в России. – URL: <http://www.transform.ru/articles/html/01history/a000009.article>. Дата обращения: 16.12.2013.

*Х.К. Во, магистрант,
рук. Л.И. Пушкарева, к.т.н., доцент
(НГТУ, г. Новосибирск)*

ПОСЛЕАВАРИЙНАЯ РАБОТА ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ С РЕЗЕРВНОЙ ФАЗОЙ

Физический и моральный износ оборудования может стать причиной возникновения технологических нарушений, несчастных случаев, а также роста эксплуатационных затрат. Изношенные конструктивные элементы линий электропередачи могут быть повреждены при внешнем воздействии или стать причиной роста потерь электроэнергии ввиду увеличения нагрузок.

Известно, что наиболее частным видом повреждения является однофазное короткое замыкание. Это обуславливает целесообразность применения четырехпроводных линий электропередач, в которых для резервирования любого из поврежденных проводов ВЛ один и тот же резервный провод.

В качестве резервной фазы могут быть использованы четвертый (дополнительный) провод, а в отдельных случаях – изолированный грозозащитный трос, выполненный проводом марки АС соответствующего сечения.

ВЛ с резервной фазой имеет следующие преимущества по сравнению с одноцепной линией электропередач традиционного исполнения:

- существенное повышение пропускной способности электропередачи в послеаварийных режимах;
- возможность пофазного ремонта линии без уменьшения её пропускной способности с поочередным переключением ремонтируемой фазы в резервный провод;
- возможность пофазного режима плавки гололеда с последовательным переключением каждой фазы на резервный провод.

В случае однофазного короткого замыкания можно использовать резервный провод в качестве третьей фазы. В этом случае потерь по передаваемой мощности удастся избежать. Результаты исследований послеаварийных режимов при поочередном переключении троса вместо каждого из фазных проводов линии показывают, что уровни напряжения в линии практически не отличаются от режима обычной одноцепной ВЛ со стальным тросом, а несимметрия несколько выше, чем у трехпроводной линии, но значительно ниже допустимых значений по ГОСТу 13109-97.

Таблица 1. Напряжения и токи по фазам

Варианты исполнения ВЛ 110 кВ	Режимы эксплуатации ВЛ	Фазы	Напряжения и токи по фазам в узлах сети, кВ и А					
			1		2		3	
			U	I	U	I	U	I
ВЛ традиционного исполнения	Нормальный режим	А	66,4	56,5	65,6	59,1	64,7	61,5
		В	66,4	56,6	65,6	58,7	64,8	61,5
		С	66,4	56,5	65,6	58,7	64,7	61,3
ВЛ с резервной фазой – тросом	Послеав. режим: трос включен вместо откл. провода III	А	66,4	55,9	65,6	57,9	64,53	63,1
		В	66,4	55,5	65,6	59,9	64,64	60,7
		С	66,4	57,7	65,4	57,8	64,32	59,8

Примечание. Обозначение узлов сети: 1, 4 – шины 110 или 220 кВ головной (питающей) сети и приемной подстанций; 2, 3 – переключательные пункты – узлы транспозиции; 5 – шины нагрузки 6 – 10 кВ.

Таким образом, применение рассматриваемой конструкции ВЛ позволяет обеспечить высокую надежность её функционирования и предотвратить длительное прекращение электроснабжения потребителей благодаря включению троса вместо провода, отключенного при аварийном или плановом – пофазном ремонте линии, а также при пофазной плавке гололеда. Предлагаемую ВЛ целесообразно применять на слабонагруженных электропередачах (с $P \leq 0,8 \cdot P_{\text{НОМ}}$ и проводами сечением не более АС-120) длиной не более 100 км.

На основании изложенного следует, что если к трехпроводной (одноцепной) электропередаче добавить еще один провод, который в нормальном эксплуатационном режиме находится в отключенном состоянии, то при устойчивых однофазных коротких замыканиях необходимо отключать только поврежденный провод, а вместо него включать резервный, и тогда линия будет продолжать работать как трехпроводная. Кроме того, резервный провод может также включаться вместо любого рабочего провода в режиме пофазного ремонта или пофазной плавки гололеда. Таким образом, одноцепная электропередача с резервным проводом при устойчивых однофазных повреждениях надежна, как двухцепная, но капитальные затраты на ее сооружение значительно меньше.

Библиографический список

1. **Жанаев Д.Т.**, Заславская Т.Б. Линии электропередач с резервной фазой. – Саратов: Изд-во Саратов.ун-та, 1989. – 124 с.
2. **Илларионов Г.А.**, Файбисович Д.Л. Развитие электрических сетей энергосистем страны / Электрические станции. – 1987. – № 3.
3. **Зейлигер А.Н.**, Файбисович Д.Л. Об эффективности использования ВЛ повышенной натуральной мощности в энергосистемах страны / Электрические станции. – 1987. – № 8.

*К.А. Голубева, Я.В. Макаров, аспиранты,
рук. Ю.П. Кубарьков, д.т.н., профессор
(СамГТУ, г. Самара)*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ В ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Введение

За рубежом в последний период в ряде стран разрабатываются проекты перехода к «умным сетям» (SMART GRID). При этом общим является подход, который должен в конечном итоге привести к упорядоченной взаимосвязанности функционирования и взаимодействия компактно расположенных генерирующих объектов, электросетей и потребителей за счет интеллектуальных возможностей, отказоустойчивости и двустороннего обмена данными.

Распределенная генерация. Декларируемым преимуществом SMART GRID является возможность повсеместного подключения небольших генерирующих источников электроэнергии (включая возобновляемые источники электроэнергии), способность адаптироваться

к динамике потребления и обеспечение экономии энергии со снижением выброса парниковых газов при современном уровне удовлетворения запросов потребителей.

Существенным положительным эффектом при этом является разгрузка линий электропередач различного уровня (магистральных и радиальных) и повышение уровня напряжения на шинах потребителей.

Регулирующий эффект распределенной генерации. Рассмотрим возможность регулирования режима работы электрической сети с помощью установки дополнительных источников [1]. На рис. 1 представлена схема радиальной электрической сети напряжением 35 кВ, все потребители которой (S1 – S6) изначально получают питание от П/С1, а источник распределенной генерации присоединенный к шинам Ш13 – отключен. Для удобства все линии электропередач имеют одинаковую пропускную способность и выполнены проводом марки АС-70/11, длина линий также отмечена на рис. 1. Характеристики подключенных нагрузок приведены в табл. 1.

Таблица 1

Потребитель	S1	S2	S3	S4	S5	S6
Мощность, МВА	$3 + j1,9$	$2 + j1,2$	$1,5 + j0,9$	$2 + j1,2$	$1,5 + j0,9$	$1,5 + j0,9$

Для данной схемы проведены расчеты нормального режима для двух вариантов сети. В табл. 2 представлены полученные расчетным путем данные по уровням напряжения на шинах для этих вариантов: 1 – отсутствие источника распределенной генерации и 2 – при наличии подключенного дополнительного источника мощностью 4 МВт к шинам Ш13.

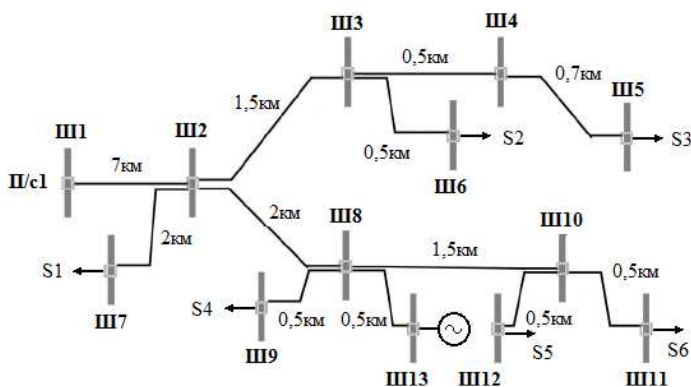


Рис. 1. Схема электрической сети

Таблица 2

	Ши- ны	Ш1	Ш2	Ш3	Ш4	Ш5	Ш6	Ш7	Ш8	Ш9	Ш10	Ш11	Ш12	Ш13
1	U, кВ	35	33,41	33,34	33,29	33,27	33,28	33,28	33,21	33,12	33,12	33,11	33,11	-
2	U, кВ	35	33,71	33,6	33,59	33,57	33,58	33,59	33,61	33,59	33,52	33,5	33,5	33,63

Во втором случае очевидно повышение уровней напряжения не только вблизи источника распределенной генерации, но и на других шинах в результате разгрузки линии между шинами Ш1 и Ш2.

Выводы

Реализация концепции развития интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью и внедрение источников распределенной генерации обеспечит следующие аспекты эффективности:

1. Активно-адаптивное регулирование режимов работы сетей, что позволит снизить уровень потерь;
2. Повышение пропускной способности линий электропередач;
3. Увеличение надежности электроснабжения потребителей.

Библиографический список

1. Кубарьков Ю.П., Макаров Я.В., Голубева К.А. Оптимизация уровней напряжения в сети с распределенной генерацией // Инновационные технологии в энергетике: II междунар. НПК. Ноябрь 2014 г. – Вып. II. – Пенза.

*И.А. Золотарев, студ., С.А. Петренко,
рук. Д.Е. Титов, доцент
(КТИ (филиал) ВолгГТУ, г. Камышин)*

УСТРОЙСТВО ОТБОРА МОЩНОСТИ

Всё активнее сетевые компании используют устройства контроля температуры провода для оценки возможности увеличения потока мощности в линии при подключении новых потребителей; недопущения перегрева провода нагрузочным током; контроля соблюдения габаритов линии и контроля параметров адаптивности плавки. Питание таких устройств осуществляется от аккумуляторов, заряд которых восполняется энергией солнечных панелей. Солнечная панель – очень ненадежный ис-

точник питания. Они подвержены загрязнению и обледенению, деградации фотоэлементов; имеют большие габариты и, соответственно, парусность. Многодневные простои из-за пасмурности заставляют повышать емкость аккумуляторов и еще больше увеличивать установленную мощность панелей. Вместо солнечных панелей могут применяться устройства отбора мощности (УОМ) от провода иностранного производства. Такие устройства имеют огромную стоимость, так как они имеют сложную систему защиты от токов к.з. в линии.

Наше решение: устройство отбора мощности с ферритовым сердечником. Это трансформатор тока особой конструкции, состоящий из разъемного ферритового сердечника кольцевой (тороидальной) формы, на котором располагается вторичная обмотка. Трансформатор тока надевается на фазный провод ВЛ, являющийся первичной обмоткой.

Не смотря на то, что в трансформаторе тока вторичная обмотка коротко не замыкается, из-за применения феррита токи Фуко в магнитопроводе не возникают. Поэтому невозможно возникновение эффекта горения сердечника при аварийном повышении тока в воздушной линии. Применение ферритового сердечника позволяет упростить физику работы трансформатора отбора мощности. В результате появляется возможность изменить режим работы трансформатора тока с короткозамкнутого на режим работы трансформатора с нагрузкой переменного характера.

В схеме используется блок стабилизации напряжения. Он включает в себя диодный мост, стабилитрон и линейный стабилизатор. При достижении максимально допустимого входного напряжения линейного стабилизатора происходит открытие защитного стабилитрона и избыток мощности, генерируемой трансформатором, рассеивается в виде тепла на резисторе R1 (рис. 1).

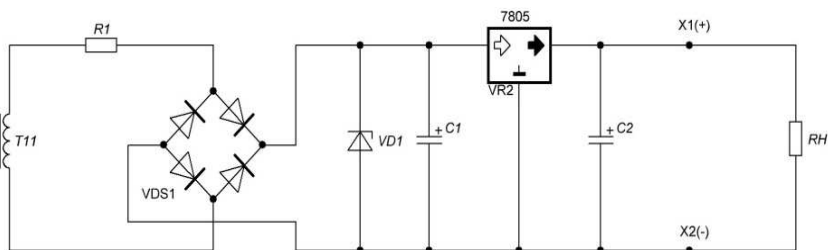


Рис. 1. Принципиальная схема УОМ

В данный момент были проведены НИОКР (научно-исследовательские и опытно-конструкторские разработки), изготовлен

пилотный образец устройства. Проводятся его натурные испытания на линии 110 кВ № 432 в «Волгоградэнерго». Устройство работает на выделенную нагрузку (светодиоды). Вырабатывает до 1,5 Вт, при рабочем токе в линии всего лишь 15 А.

Выводы

1. УОМ дает стабильное питание нагрузки.
2. В отличие от аналогов имеет повышенную надежность, сниженные габариты и вес.
3. Возможность подключения любой нагрузки к устройству.

Библиографический список

1. **Кузнецов, П.А.** Совершенствование мониторинга ВЛЭП при экстремальных метеорологических воздействиях: дис. канд. техн. наук / П.А. Кузнецов – Саратов, 2007. – 170 с.
2. **Трансформаторы** тока / В.В. Афанасьев [и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоатомиздат, 1989. – 416 с.
3. **Электромагниты** постоянного тока / Гордон А.В., Сливинская А.Г. – Л.: Госэнергоиздат, 1960. – 450 с.

*Е.С. Шибачева, А.А. Черезова, студенты,
рук. А.А. Братолобов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ВЛИЯНИЕ НЕПОЛНОФАЗНЫХ РЕЖИМОВ НА НАВЕДЕННОЕ НАПРЯЖЕНИЕ В ОТКЛЮЧЕННЫХ ВЛ

Отключенные и выведенные в ремонт воздушные линии (ВЛ) могут находиться под наведенным относительно земли напряжением, вызванным влиянием проходящих рядом других ВЛ.

Наведенное напряжение может представлять угрозу для жизни и здоровья ремонтного персонала. Согласно ГОСТу 12.1.038-82 наведенное напряжение, не представляющие опасность, не должно превышать 25 В.

Исследуется наведенное напряжение в ремонтируемой ЛЭП при симметричном установившемся режиме, а также в неполнофазном режиме влияющей линии.

В программной среде MATLAB-SIMULINK построена модель двухцепной ВЛ-110 кВ протяженностью 60 км. При этом вторая цепь этой передачи является влияющей линией. Обе цепи подвешены на общих опорах типа СК-1, выполненные проводами марки АС-185/43 (рис. 1).

Результаты исследования наведенного напряжения в месте проведения работ (30 км) отключенной цепи ВЛ 110 кВ при симметричном режиме и при отключении фазы влияющей линии приведены соответственно в табл. 1 и табл. 2.

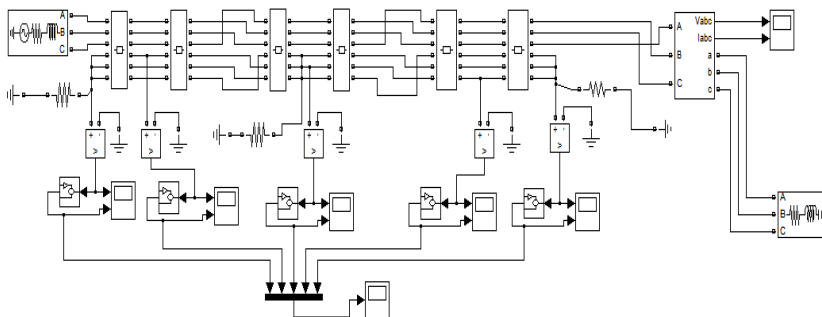


Рис. 1. Структурная схема моделирования

Таблица 1. Значения наведенного напряжения в месте проведения ремонтных работ (30 км) при симметричном режиме

Фазы	Наведенное напряжение на 30 км, В			
	Заземление в 3-х точках (0, 30, 60 км)	Без заземления	Заземление в 2-х точках (0, 60 км)	Заземление в одной точке (30 км)
Фаза А	9	46	87	0.045
Фаза В	9	45.7	80	0.045
Фаза С	9	48.9	70	0.045

Следовательно, наименьшее напряжение на 30 км получается в симметричном режиме с заземлением в одной точке.

Таблица 2. Значения наведенного напряжения в месте проведения ремонтных работ в неполнофазном режиме работы (откл. ф. А)

Фазы	Наведенное напряжение на 30 км, В			
	Заземление в 3-х точках (0, 30, 60 км)	Без заземления	Заземление в 2-х точках (0, 60 км)	Заземление в одной точке (30 км)
Фаза А	16.8	6400	168	1.8
Фаза В	16.8	6400	174	1.8
Фаза С	16.8	6398	172	1.8

Из полученных результатов видно, что наименьшее напряжение в месте, где будут проводиться ремонтные работы, наводится также с заземлением в одной точке на 30 км.

Таким образом, можно сделать вывод, что в неполнофазном режиме влияющей ВЛ 110 кВ наведенное напряжение оказывается выше, чем в симметричном. Это необходимо учитывать при организации ремонтных работ.

*А.А. Мартиросян, к.т.н., И.А Москвин, ассистент,
А.А. Комухов, П.Е. Фирстов, А.С. Юдин, студенты
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ВЛИЯНИЕ ЗАКОНОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ УПК С ТИРИСТОРНЫМ УПРАВЛЕНИЕМ НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Выбор закона регулирования УПК с тиристорным управлением должен обеспечивать устойчивые режимы работы исследуемой системы в требуемом диапазоне изменения передаваемой мощности [1]. Такое устройство, было описано ранее [2] (рис. 1. б).

Для решения этой задачи необходим метод, позволяющий выявить область изменения коэффициентов, определяющих закон регулирования сопротивления УПК с тиристорным управлением, а также выбор параметров основного оборудования данного устройства.

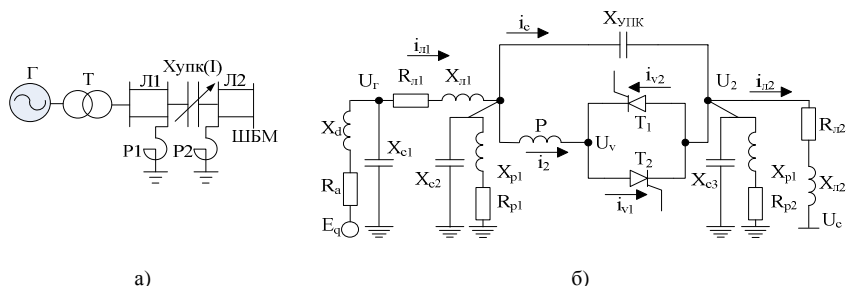


Рис. 1. а) Исследуемая электроэнергетическая система; б) схема замещения исследуемой электроэнергетической системы

Математическое описание ЭЭС было составлено в программном комплексе Matlab на основе уравнений для ее отдельных элементов, с учетом электромагнитных переходных процессов в этих элементах, и связи их между собой. Для реализации зависимости $X_{\text{упк}}(I)$ ранее был получен закон (1) [1].

$$\alpha(I) = A \cdot \left(\frac{10^6}{\omega_0 \cdot (K_1 - K_2 \cdot I)} \right)^B. \quad (1)$$

Если в некоторый момент времени отключать регулирование емкостного сопротивления (фиксировать $X_{УПК}$ при максимальном его значении, соответствующему устойчивому режиму), можно значительно увеличить предел передаваемой мощности.

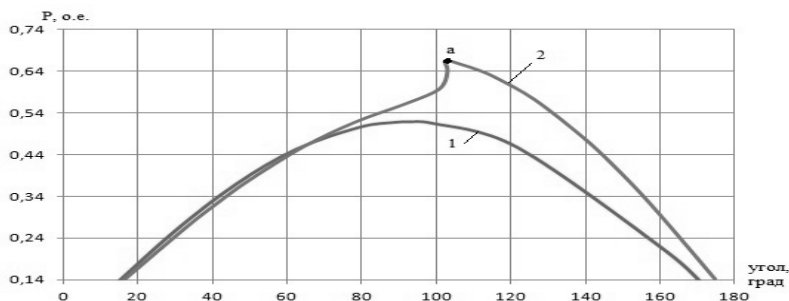


Рис. 3. Угловые характеристики активной мощности исследуемой системы: 1 – $K_2 = 0$; 2 – $K_2 = 10$ с использованием тиристорного закона изменения $X_{УПК}(I)$

УПК оказывает положительное действие на скорость затухания переходных процессов при скачкообразном изменении мощности (рис. 4).

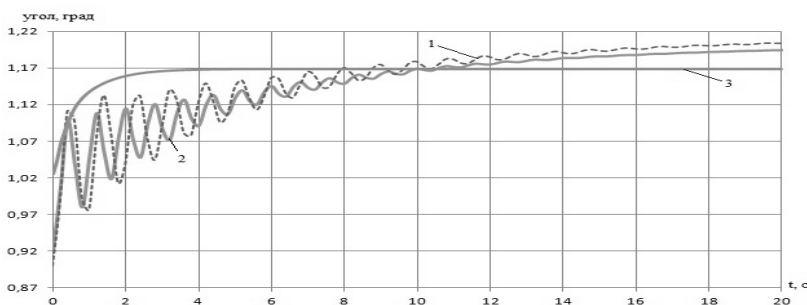


Рис. 4. Взаимный угол между векторами ЭДС генератора и напряжением системы при большом возмущении: 1 – без АРВ с $X_{УПК} = \text{const}$ $K_2 = 0$; 2 – без АРВ с использованием УПК $K_2 = 2$; 3 – при совместном регулировании АРВ сильного действия и УПК $K_2 = 2$

Таким образом, применение УПК с тиристорным управлением позволяет улучшить как показатели аperiodической статической и динамической

ческой устойчивости при изменениях величины передаваемой мощности в широком диапазоне, так и увеличение предела передаваемой мощности передачи (около 30 % по сравнению с УПК обычного типа).

Библиографический список

1. **Выбор** закона регулирования устройства продольной компенсации с тиристорным управлением / А.А. Мартиросян, И.А. Москвин, А.А. Комухов [и др.] // Вестник РНК СИГРЭ. – 2014. – Вып. 4. – С. 120 – 125.

2. **Устройство** продольной компенсации с тиристорным управлением / А.А. Мартиросян, И.А. Москвин, А.А. Комухов [и др.] // Вестник РНК СИГРЭ. – 2014. – Вып. 4. – С. 110 – 115.

*А.А. Мартиросян, к.т.н.,
М.В. Зотова, Е.В. Смирнов, А.Г. Смирнова, студенты
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ОДНОФАЗНЫЕ ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ КАБЕЛИ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

В последнее время силовые кабели высокого напряжения 6 – 500 кВ современных конструкций всё более широко используются для передачи и распределения электроэнергии [1]. Наибольшее распространение получают однофазные экранированные силовые кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ). Основным назначением экрана является обеспечение равномерности электрического поля, воздействующего на главную изоляцию кабеля, что достигается только в случае его заземления. Для снижения напряжения на экране выполняется его заземление в одной или нескольких точках. Способ заземления экрана кабеля влияет на величину напряжения на экране в разных режимах, на погонные электрические параметры кабеля и на величину тока в экране.

Для повышения пропускной способности кабельных линии (КЛ) в зависимости от передаваемой мощности и длины КЛ, сечения и материала токопроводящей жилы и металлического экрана, взаимного расположения отдельных кабелей и цепей КЛ следует применять специальные схемы соединения металлических экранов [2].

Каждая из схем специального соединения экранов имеет свои преимущества и недостатки. В этой связи выбор режима эксплуатации экранов должен осуществляться применительно к конкретным условиям проектируемой КЛ с учетом факторов перечисленных выше.

Для решения данной задачи разработана, в программном комплексе Matlab, математическая модель высоковольтной КЛ (рис. 1) использующих

одножильные экранированные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена для расчета установившихся режимов и токов короткого замыкания [3].

Данная модель также, позволяет определять параметры КЛ с учетом геометрических параметров кабелей, удельных сопротивлений жил и экранов, диэлектрической проницаемости изоляции, наличие транспозиции кабелей и транспозиции экранов, способа заземления экранов кабелей, взаимного расположения фаз, удельного сопротивления грунта, глубины заложения и способа укладки кабелей.

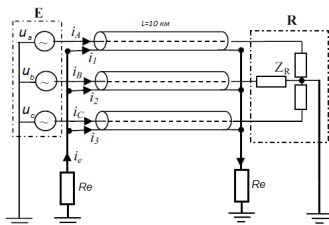


Рис. 1. Математическая модель высоковольтной КЛ

В качестве примера рассмотрена система из трех однофазных кабелей 500 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена марки 2XS(FL)2Y 1x800RM/50 290/500 kV длиной 10 км. Из результатов расчета видно, что если экран не заземлять, то на нем относительно земли будет 10 % фазного напряжения сети, что не допустимо.

Если экран заземлен на обоих его концах, то получим ток в экране кабеля 70 % от тока в жиле, то есть в экране кабеля протекает ток, сопоставимый с током жилы (около 680 А), что не допустимо, учитывая малое сечение экрана (170 мм^2) по сравнению с сечением жилы (800 мм^2).

Если экран заземлить только на одном из концов кабеля, то в нормальном режиме на разомкнутом конце получим напряжение на экране 880 В, что допустимо для изоляции экрана, но недопустимо для персонала в случае возможности прикосновения к экрану.

Следовательно, для рассматриваемого кабеля необходимо транспозиция экрана. Таким образом, в однофазных кабелях высокого напряжения необходимо предъявлять повышенное внимание к выбору способа заземления экранов и проводить необходимые обосновывающие расчеты [4].

Библиографический список

1. **Дмитриев М.В.** Заземление экранов однофазных кабелей 6 – 500 кВ. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010.
2. **Дмитриев М.В., Евдокунин Г.А.** Заземление экранов однофазных силовых кабелей высокого напряжения // *Новости электротехники.* – 2007. – № 2 (44).

3. **Modeling** of a three-phase underground power cable using the distributed parameters approach / T. Aloui, F. Ben Amar, H. Hadj Abdallah // 8th International Multi-Conference on Systems, Signals & Devices, 2011.

4. **Стандарт** организации ОАО «ФСК ЭЭС». Силовые кабельные линии напряжением 110 – 500 кВ. Условия создания. Нормы и требования. – М.: ОАО «ФСК ЭЭС», 2011.

*О.М. Молодкина, студ.,
рук. О.А. Бушуева, к.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА МОДЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Актуальность работы. Проблема компенсации реактивной мощности (КРМ) всегда занимала важное место в общем комплексе вопросов повышения эффективности передачи, распределения и потребления электрической энергии. Основные вопросы компенсации реактивной мощности должны рассматриваться с учетом современных взглядов и с учетом новых технических решений в этой области.

Цели и задачи работы: исследование режимов различных типов устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ) и оценка их влияния на параметры электрической сети.

Схема модели исследуемой электрической сети приведена на рис. 1. На шинах 10 и 110 кВ ПС1 и на шинах 10 кВ ПС2 предусмотрено включение компенсирующих устройств КУ1, КУ2 и КУ3 соответственно, которые, в зависимости от характера решаемой задачи, могут быть представлены нерегулируемыми (батареи статических конденсаторов – БСК) или регулируемыми (статические тиристорные компенсаторы – СТК или синхронные компенсаторы – СК) устройствами.

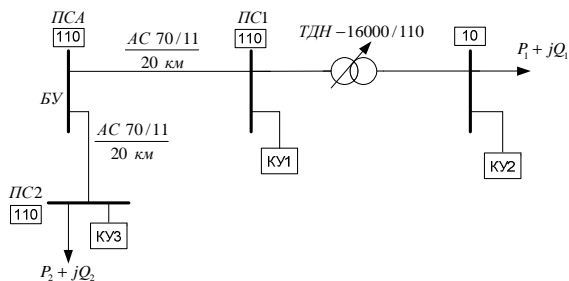


Рис. 1. Принципиальная схема рассматриваемой электрической сети

Расчеты проводились с использованием программного комплекса «Энергия УР». Была произведена оценка влияния компенсирующих устройств на режим работы силового трансформатора ТДН-16000/110 (табл. 1) и на режим работы воздушной линии электропередачи от ПСА до ПС2, выполненной проводом АС-70/11.

Таблица 1. Результаты оценки влияния компенсирующих устройств на режим работы силового трансформатора

Qк, Мвар	$\frac{Q_k}{Q_{нагр}}$, о. е.	$\Delta P_{г(перем)}$, МВт	Кз, о. е.	I, А
-10	-2	0,14	1,28	103
-5	-1	0,077	0,952	76,5
0	0	0,043	0,712	57,2
5	1	0,0314	0,608	48,8
10	2	0,0372	0,661	53,1
15	3	0,0571	0,82	65,8
20	4	0,0888	1,02	82,1

На рис. 2 представлены зависимости параметров работы трансформатора от степени компенсации реактивной мощности. Установлено, что при полной компенсации реактивной мощности переменные потери мощности в трансформаторе уменьшаются на 26 %, в режиме недокомпенсации и перекомпенсации потери значительно увеличиваются.

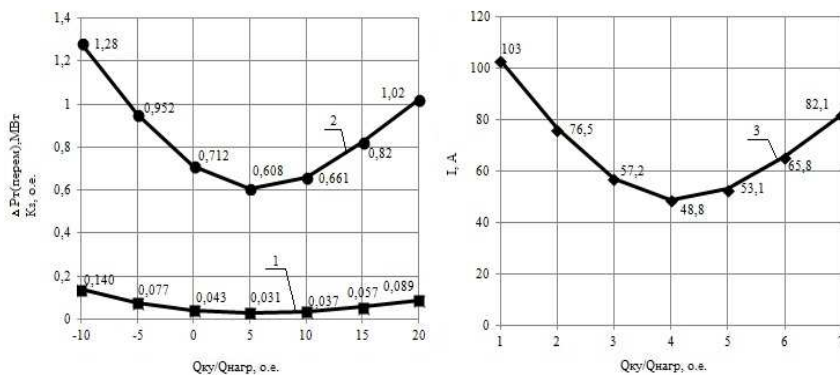


Рис. 2. Зависимости параметров работы трансформатора от степени компенсации реактивной мощности: 1 – переменные потери мощности в трансформаторе; 2 – коэффициент загрузки трансформатора; 3 – ток трансформатора.

Вывод: результаты исследований использованы при постановке новой лабораторной работы по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети».

Библиографический список

1. **Кулешов А.И.,** Прахин Б.Я. Расчет и анализ установившихся режимов электроэнергетических систем на персональных компьютерах: учеб. пособие / Федеральное агентство по образованию, ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина». – Иваново, 2005. – 171 с.

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

*Е.И. Купреев, маг.,
рук. Н.Б. Карницкий, д.т.н., профессор
(БНТУ, г. Минск)*

ОСОБЕННОСТИ СУТОЧНОГО ГРАФИКА ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ (НАГРУЗКИ)

Одной из важнейших особенностей энергетического производства является жёсткая зависимость режима работы электрических станций от режима потребления. В зависимости от отрезка времени, для которого строятся графики нагрузок, различают суточные, недельные, сезонные (лето, зима и т.д.) и годовые графики [1]. По виду потребляемой энергии они разделяются на графики электрической и тепловой нагрузок. Особенно большое значение для выбора режимов работы и эксплуатации оборудования ТЭС имеют суточные графики нагрузок.

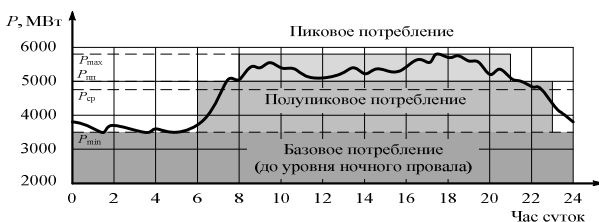


Рис. 1.1. Типовой суточный график нагрузки энергосистемы

Суточный график электрической нагрузки отличается значительной неравномерностью. Как видно на рис. 1.1, нагрузка непрерывно изменяется, достигая в определенные моменты наибольшей (P_{\max}) и наименьшей (P_{\min}) величины. Суточный график является обычно «двугорбым», т.е. имеет два пика – утренний и вечерний максимумы нагрузок. В ночной период сохраняется практически только нагрузка трёхсменных предприятий, а примерно в 6 – 8 ч утра нагрузка возрастает с возобновлением ра-

боты остальных предприятий, транспорта, а также увеличением осветительной нагрузки. Провал наблюдается в 12 – 13 ч в связи с обеденным перерывом. Максимальная величина нагрузки имеет место, как правило, в вечерние часы в результате резкого увеличения коммунально-бытовой нагрузки.

Площадь графика выражает в масштабе количество потребляемой за сутки электроэнергии. При этом её можно разбить на три зоны: пиковая часть суточного графика ограничивается горизонталями, проходящими через максимальное и среднее (P_{cp}) значения нагрузки; полупиковая часть графика ограничивается линиями, проходящими через среднюю и минимальную нагрузку; остальная часть графика нагрузки называется базовой. В сумме полупиковая и пиковая части графика образуют зону переменной нагрузки. Неравномерность электрической нагрузки в течение недели обуславливается снижением нагрузки в выходные дни на предприятиях с перерывами в производстве [2].

На рис. 1.2 приведены типовые суточные графики нагрузок ОЭС Беларуси за 2013 г.

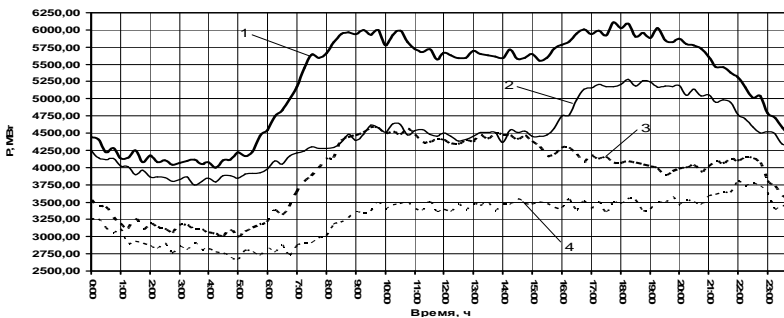


Рис. 1.2. Типовые суточные графики нагрузки ОЭС Беларуси: 1 – отопительный период, рабочий день (декабрь); 2 – отопительный, выходной день; 3 – межотопительный период, рабочий день (июнь); 4 – межотопительный, выходной день

Из анализа типового для Беларуси недельного графика нагрузки следует, что базовое потребление электроэнергии постепенно возрастает в энергосистеме к четвергу, несколько снижается в пятницу (предвыходной день) и резко падает в выходные дни. Неравномерность суточного и недельного потребления энергии усложняет режим эксплуатации, снижает надёжность и экономичность работы оборудования ТЭС в связи его разгрузкой или частичным остановом в часы провалов с последующим быстрым нагружением и пуском. Поэтому необходимо стремиться

к снижению неравномерности графиков нагрузки [3]. Выравнивание графика нагрузки энергосистемы не может быть самопроизвольным, случайным процессом и требует проведения целенаправленных мероприятий. Наличие большого числа ТЭЦ является одной из проблем ОЭС Беларуси, так как для прохождения суточного графика электропотребления в отопительный период приходится производить разгрузку ТЭЦ ниже теплового графика их работы. Необходимо создать математический аппарат для повышения эффективности стационарных режимов работы ОЭС Беларуси.

Библиографический список

1. **Рыжкин В.Я.** Тепловые электрические станции. – М.: Энергоатомиздат, 1987.
2. **Тепловое** оборудование и тепловые сети // Г.А. Арсеньев и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
3. **Елизаров Д.П.** // ТЭС. – 2009.

*Д.В. Трушкин, В.А. Виноградов, студенты,
рук. А.Е. Аржанникова, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА ЗАМКНУТОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Когда оптимизация режима производится для данного момента времени, может быть использован простой критерий в виде $\Delta P = \sum \Delta P_i \rightarrow \min$, то есть целью является минимизация потерь активной мощности в элементах сети.

Для всех участков электрически однородной сети справедливо соотношение $x_i/r_i = \text{const}$. Неоднородностью замкнутой сети, которая связана с наличием в контурах линий с различными сечениями проводов, воздушных и кабельных линий, трансформаторов связи линий разного класса напряжений, обусловлено появление уравнительных мощностей в контурах, которые вызывают увеличение потерь мощности и энергии. Уравнительные мощности могут возникнуть и из-за неуравновешенности коэффициентов трансформации трансформаторов на питающих подстанциях, включенных в контуры.

Распределительную сеть можно отнести к категории сетей с умеренной неоднородностью. Для них искусственная оптимизация токораспределения (с помощью ВДТ, УПК), требующая дополнительных затрат, не оправдывается. Для них применимы:

- 1) настройка сети на однородную;

- 2) размыкание контуров сети и переход на разомкнутую схему;
- 3) уменьшение реактивной мощности, передаваемой по сети.

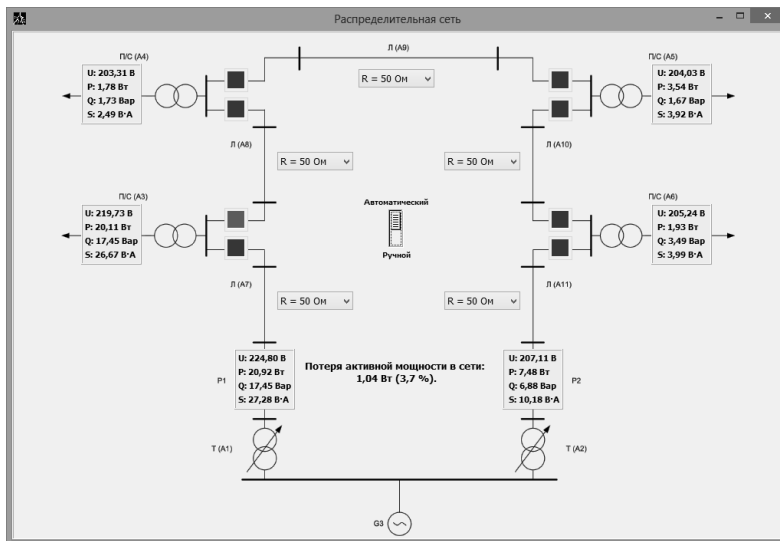
На базе комплекта типового лабораторного оборудования производства Челябинского ИПЦ «Учебная техника» разработан алгоритм проведения экспериментов по изучению способов оптимизации режима распределительной электрической сети замкнутого типа в рамках выполнения лабораторной работы для студентов направления «Электроэнергетика и электротехника» по курсу «Оптимизации систем электроснабжения».

Стенд состоит из блоков, моделирующих:

- потребительские трансформаторные подстанции (ТП) с регулируемой нагрузкой;
- питающие ТП с регулируемыми коэффициентами трансформации;
- линии электропередачи с регулируемыми параметрами;
- регулируемую ёмкостную нагрузку.

Потерю активной мощности в электрической сети вычисляют как разницу между поступающей в сеть и потребляемой нагрузками мощностей.

Модель замкнутой сети приведена на рисунке.



Предусматривается три вида исследований:

1. За эталон берется однородная замкнутая сеть, в которой нет причин для появления уравнительной мощности так как:

- одинаковы соотношения x_i/r_i ЛЭП;

- одинаковы напряжения источников питания;
- одинаковы нагрузки потребительских подстанций.

Поочередно исследуется влияние нарушения перечисленных условий, приводящего к появлению в замкнутом контуре уравнивающих мощностей и увеличению потерь активной мощности.

2. Переход на разомкнутую схему рассматривается в неоднородной сети. Перебор точек размыкания на физической модели показывает, что оптимально размыкание в точке потокораздела, положение которой подтверждается как аналитическим расчетом, так и автоматическим выбором с помощью имитационной модели – прикладной программы компьютеризованного сбора данных и автоматического управления оборудованием.

3. Для определения оптимальной мощности компенсирующих устройств, минимизирующих потери, в схему включаются регулируемые источники реактивной мощности. Построение зависимости изменения потерь в сети от степени компенсации наглядно демонстрирует невыгодность перекомпенсации.

*И.С. Гатилов, Е.В. Мареева, студенты,
рук. Д.Н. Кормилицын
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ВЫБОР КОЛИЧЕСТВА ГРУПП РЕАКТОРОВ НА ВЫВОДАХ УСТРОЙСТВА ПРОДОЛЬНОЙ КОМПЕНСАЦИИ

Электропередачи сверхвысокого напряжения обладают большой пропускной способностью и являются системообразующими линиями [1]. Однако в ряде случаев пропускная способность линий оказывается значительно меньше их натуральной мощности. Одним из способов повышения пропускной способности линии электропередачи (ЛЭП) является применение источников реактивной мощности [2].

Целью данной работы является исследование влияние количества реакторов на уровни напряжения на выводах устройств продольной компенсации (УПК).

Исследуемая электрическая система состоит из двух электростанций, представленных эквивалентными генераторами, работающих на общую нагрузку, трансформаторов и ЛЭП сверхвысокого напряжения, имеющей регулируемое УПК в середине линии.

Для регулирования напряжения на выводах УПК, необходимо скомпенсировать избыточную реактивную мощность шунтирующими реакто-

рами (ШР). В данной работе с помощью программного комплекса «ENERGY UR» для исследуемой схемы была создана модель энергосистемы и изучено распределение напряжения и реактивной мощности вдоль ЛЭП, а также на выводах УПК при различном количестве групп ШР, установленных на выводах УПК.

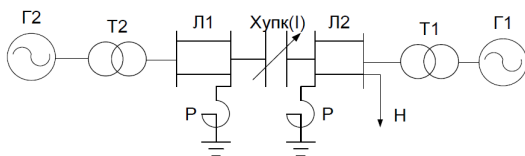


Рис. 1. Исследуемая электрическая схема

Расчетные схемы замещения в программном комплексе «ENERGY UR» в обязательном порядке должны содержать балансирующий узел, представляющий собой шины бесконечной мощности (ШБМ). Таким образом, один из генераторов был представлен балансирующим узлом. При передаваемой мощности меньше натуральной ($P < P_c$) конденсаторная батарея генерирует относительно небольшую реактивную мощность, которая дополняется избыточной зарядной мощностью самой линии и реактивной мощностью ШБМ. В результате УПК увеличивает реактивную мощность, протекающую через группы реакторов.

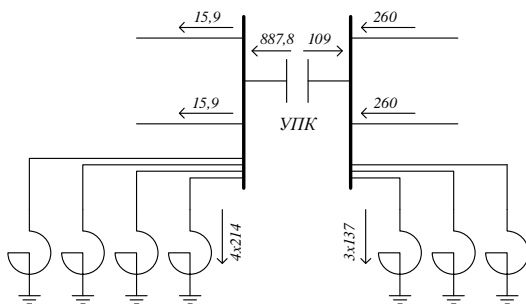


Рис. 2. Подключение УШР к выводам УПК

Выбор реакторов является многофакторной задачей, имеющей оптимизационный характер при двух ограничениях: напряжение на УПК должно быть не выше допустимых значений и пропускная способность линии должна быть максимально возможной. Решение этой задачи следует искать для каждого конкретного случая с учетом длины линии, места установки УПК, степени компенсации и других факторов [1].

В ходе опытов было установлено, что установка одинакового количества групп реакторов к выводам УПК положительно сказывается на распределении избыточной реактивной мощности по ним, что приводит к более равномерной загрузке, а напряжения в узлах не выходят за рамки допустимых значений.

Библиографический список

1. **Рыжов Ю.П.** Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения: учеб. для вузов. – М.: Издательский дом МЭИ, 2007. – 488 с.
2. **Александров Г.Н.** Передачи электрической энергии. 2-е изд. – СПб: Изд-во Политехн. ун-та, 2009. – 412 с.

*А.Ю. Кечкин, асп., А.В. Шалухо, к.т.н.,
рук. Е.Н. Соснина, д.т.н., доцент
(НГТУ, г. Нижний Новгород)*

ВОПРОСЫ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ВИРТУАЛЬНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Увеличение в России доли распределенной генерации в совокупности с ростом заинтересованности потребителей в управлении спросом на электроэнергию создают хорошие предпосылки для развития виртуальных электростанций [1].

Понятие виртуальной электростанции появилось за рубежом (Virtual Power Plant). Но на данный момент единообразное, закреплённое в нормативном документе определение этого термина отсутствует. Исследовательские группы и электрические компании, работающие в этой области, предлагают различные трактовки ВиЭС [2].

В общем случае под ВиЭС следует понимать интеллектуальную микросеть низкого напряжения с источниками распределенной генерации, устройствами накопления электроэнергии и контролируемой нагрузкой, которые объединены между собой электрическими и информационно-коммуникативными связями, а сама микросеть связана и способна взаимодействовать с электрическими сетями более высокого уровня (региональными и национальной). Понятие ВиЭС поясняет рис. 1.

Важную роль в структуре ВиЭС играют источники распределенной генерации (мини-ТЭЦ, возобновляемые источники энергии, мини-ГЭС, топливные элементы) и контролируемая нагрузка (возможность уменьшения энергопотребления отдельными потребителями в микросети). Благодаря этим компонентам интеллектуальная микросеть может предоста-

вить крупной энергосети, с которой она связана, как непосредственно мощность, генерируемую собственными энергоустановками, так и резерв мощности, появившийся вследствие управления нагрузкой.

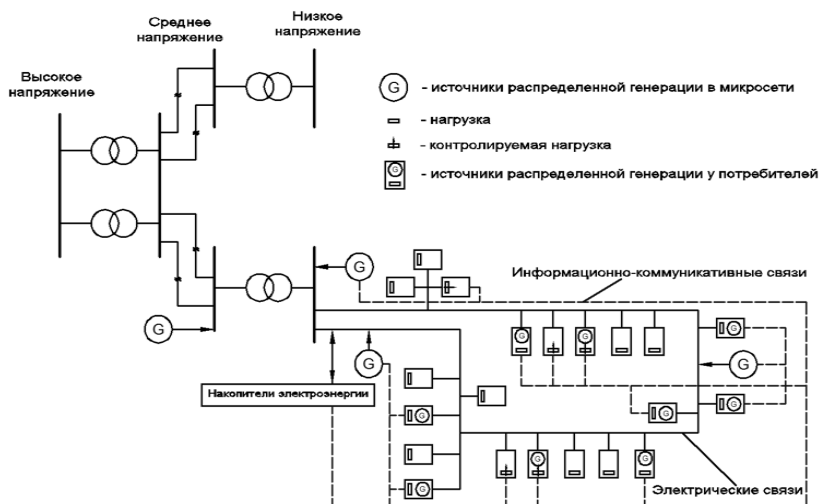


Рис. 1. Структура и компоненты виртуальной электростанции

Внедрение ВиЭС в структуру российской энергетики позволит оптимизировать энергопроцессы как на стороне распределительных сетевых компаний (снижение пиковых нагрузок), так и у потребителей (возможность продажи излишков электроэнергии, участие в управлении потреблением).

Создание ВиЭС требует значительно меньше капитальных затрат по сравнению со строительством традиционных крупных электростанций. Однако быстрому развитию ВиЭС в России препятствует ряд проблем, одна из которых связана с подключением микросетей к крупным энергосетям. Организация такого технологического присоединения сопряжена с решением вопросов как технического, так и нормативно-законодательного характера. При подключении объектов малой генерации сетевые организации руководствуются нормативными документами [3 – 5]. Однако этих документов не достаточно. Существует необходимость на уровне регионального и федерального законодательства предусмотреть конкретное изложение регламента присоединения и управления объектов распределенной генерации, в том числе и ВиЭС, к электрическим сетям энергосистемы.

Библиографический список

1. **Концепция** интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью / Под ред. В.В. Бушуева. – ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», 2012. – 219 с.
2. **Concept and Controllability of Virtual Power Plant** / Kassel, Univ. 2007.
3. **Федеральный Закон** от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
4. **Правила** технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей эл. энергии, объектов по производству эл. энергии, а также объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, утв. постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 861.
5. **Методические** рекомендации по определению предварительных параметров выдачи мощности строящихся (реконструируемых) генерирующих объектов в условиях нормального функционирования энергосистемы, учитываемых при определении платы за технологическое присоединение таких генерирующих объектов к объектам электросетевого хозяйства, утв. приказом Минпромэнерго от 30 апреля 2008 г. № 216.

*Н.А. Фоменко, Н.В. Сиялов, студенты,
рук. С.А. Словесный, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

**ПОВЫШЕНИЕ ПОМЕХОУСТОЙЧИВОСТИ
ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МЕТОДА РЕГИСТРАЦИИ ЧР
В ИЗОЛЯЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ**

Из множества методов испытания изоляции одним из самых информативных является электрический метод регистрации частичных разрядов. Частичные разряды (ЧР) – это искровые разряды в изоляции высоковольтного оборудования, которые периодически повторяясь и постепенно разрушая изоляцию, приводят к ее пробое. Своевременное выявление ЧР и анализ динамики их развития позволяют предотвращать внезапные отказы оборудования.

В схемах, реализующих электрический метод регистрации ЧР, используются электрические датчики (измерительные элементы), по которым в схеме измерения проходят токи перезаряда емкостей, вызываемые частичными разрядами. При этом в контуре, образованном объектом контроля C_x , включаемым последовательно с ним измерительным элементом $R_{изм,x}$ и емкостью соединительного конденсатора C_0 , проходит импульсный ток, пропорциональный кажущемуся заряду ЧР.

Рассматриваемая схема регистрации ЧР используется при приемосдаточных испытаниях оборудования, а применению ее в условиях действующего энергообъекта препятствуют низкие помехоустойчивость и помехозащищенность. Устранение указанного недостатка возможно путем

преобразования рассмотренной схемы в мостовую, при этом в схему регистрации вводится второй измерительный элемент R_0 , включаемый последовательно с соединительным конденсатором.

В мостовой схеме регистрации ЧР токи помех уходят в землю через измерительные элементы, включаемые последовательно с объектом контроля и соединительным конденсатором, формируя на них синфазные импульсы напряжения. При этом токи ЧР создают на измерительных элементах противофазные импульсные сигналы, что позволяет визуально выделять импульсы напряжений от токов ЧР на фоне импульсных помех. Для повышения эффективности регистрации импульсов ЧР необходимо уравнивать пиковые значения импульсов напряжений, создаваемых токами помех на входах измерительного устройства, тогда влияние помех будет сведено к минимуму. Уравнивание импульсных напряжений помех достигается изменением величины сопротивлений измерительных элементов, при этом следует учитывать частичное шунтирование измерительных элементов емкостью подключаемых к ним измерительных кабелей.

Для уменьшения эффекта шунтирования измерительных элементов емкостью кабелей, соединяющих мостовую часть схемы с измерительным устройством, их следует подключать к измерительным элементам через дополнительные согласующие резисторы $R_{\text{хс}}$ и $R_{0\text{с}}$.

Настройка мостовой схемы регистрации ЧР осуществляется каждый раз при изменении параметров объекта контроля (емкости и сопротивления). При этом подбираются как значения сопротивлений измерительных элементов R_0 и $R_{\text{х}}$, так и значения сопротивлений согласующих резисторов $R_{\text{хс}}$ и $R_{0\text{с}}$. Подбор соответствующих значений указанных элементов путем их последовательной замены занимает много времени и не всегда позволяет получать оптимальный результат. Ускорение и облегчение процедуры настройки мостовой схемы достигается выполнением предварительного расчета значений регулируемых элементов для заданной емкости объекта контроля.

Для оценки эффективности предлагаемого метода настройки мостовой схемы и определения его достоверности выполнен расчет измерительных и согласующих элементов схемы, используемой при регистрации ЧР в высоковольтном опорном изоляторе ИОР-10. Расчетная и экспериментальная кривые напряжения импульсных помех на входе регистрирующего устройства изображены соответственно на рис. 1 и 2. Расхождение полученных в ходе опыта кривых напряжения меньше 10 %, что свидетельствует о достоверности и высокой точности предварительного расчета.

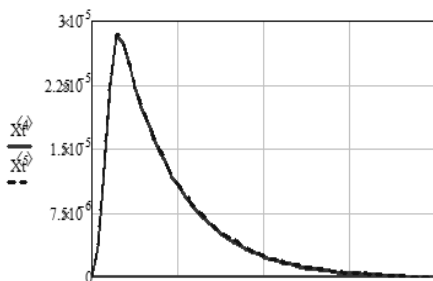


Рис. 1. Схема регистрации ЧР



Рис. 2. Мостовая схема регистрации ЧР

Предварительный расчет измерительных и согласующих элементов особенно актуален на действующих объектах в условиях влияния электромагнитных помех, так как его выполнение дает экономию времени на подготовку схемы к измерениям.

СЕКЦИЯ 14

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Председатель – к.т.н., доцент **Мурзин А.Ю.**

Секретарь – инженер **Пономарева Е.В.**

*Н.В. Громова, студ.,
рук. М.И. Соколов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ 660 В В СЕТЯХ ПРОМПЕРДПРИЯТИЯ

Актуальность работы. Выбор стандартного напряжения во многом определяет построение всей системы электроснабжения промышленного предприятия (СЭСПП). Для цеховых электрических сетей наиболее распространено напряжение 380/220 В, основным преимуществом которого является возможность совместного питания силовых и осветительных электроприемников (ЭП).

Наибольшая единичная мощность трехфазных ЭП 380/220 В, как правило, не должна превышать 200 – 250 кВт, что допускает применение коммутационной аппаратуры на ток до 630 А. Значительное увеличение электрических нагрузок потребителей, их числа и единичной мощности, привело к введению в ГОСТ повышенного напряжения 660 В (взамен напряжения 500 В).

Цели и задачи работы: рассмотрение областей применения напряжения 660 В с учетом внедрения при этом новых марок электродвигателей, коммутационной и защитной аппаратуры.

Каждая электрическая сеть характеризуется номинальным напряжением, на которое рассчитывается её оборудование. Номинальное напряжение обеспечивает нормальную работу ЭП, дает, как правило, наибольший экономический эффект и определяется передаваемой активной мощностью и длиной линии электропередачи.

В соответствии с [1] введена шкала номинальных междуфазных напряжений электрических сетей и приёмников до 1000 В переменного тока: 220, 380, 660 В (табл. 1).

Технико-экономические расчеты показали целесообразность применения системы напряжений 660/380 В, что дает следующие преимущества [2]:

- экономия цветного металла;
- снижение потерь электроэнергии;
- перевод более дорогих электродвигателей 6 и 3 кВ (имеются на старых предприятиях) средней мощности на напряжение 660 В с более высоким КПД;
 - исключение промежуточных напряжений 6 и 3 кВ при напряжении распределительной сети 10 кВ, удешевление стоимости пусковой аппаратуры;
 - удобства при ведении электромонтажных работ (разделка проводников меньшего сечения в вводных муфтах электродвигателей, аппаратах и т.д.).

Таблица 1. Значение номинального напряжения

Вид тока	Номинальное напряжение	
	источников и преобразователей	систем электроснабжения, сетей и приемников
Постоянный	6; 12; 28,5; 48; 62; 115; 230; 460	6; 12; 27; 48; 60; 110; 220; 440
Переменный: однофазный трехфазный	6; 12; 28,5; 42; 62; 115; 230 42; 62; 230; 400; 690	6; 12; 27; 40; 60; 110; 220 40; 60; 220; 380; 660

Напряжение 660 В находит применение во многих отраслях промышленности: горнодобывающей, металлургической, химической и др. При проектировании систем электроснабжения напряжение 660 В рекомендуется применять [3]:

1. при значительной протяженности сетей низкого напряжения;
2. в том случае, когда основную часть электроприемников составляет низковольтные нерегулируемые электродвигатели мощностью свыше 10 кВт.
3. если поставщики технологического оборудования (станков, автоматических линий, прессов, кранов и т.д.) обеспечивают поставку комплектного электрооборудования и систем управления на напряжение 660 В.

При выборе напряжения 660 В возникает необходимость установки дополнительных трансформаторов 0,66/0,22 кВ и выполнение электрических сетей на напряжение 220 В для питания люминесцентных ламп, ламп накаливания, тиристорных преобразователей, установок контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА), средств автоматизации электродвигателей мощностью до 0,4 кВт [3] и др. Необходимость устройства для данного объекта сетей напряжением 660 и 220 В снижает эффективность использования напряжения 660 В.

Напряжение 660 В пока применяется очень редко. Электрооборудование на это напряжение выпускается еще в очень ограниченном количестве и ассортименте. Целесообразность применения этого напряжения

неодинакова для разных отраслей промышленности. Наиболее целесообразно оно на тех предприятиях, на которых по условиям генплана, технологии и окружающей среды нельзя широко применить приближение цеховых трансформаторов к центрам питаемых ими нагрузок. На этих предприятиях (например, в угольных шахтах, карьерах) приходится прокладывать протяженные и разветвленные кабельные сети до 1000 В большого сечения. Напряжение 660 В может оказаться целесообразным также на предприятиях с очень большой удельной плотностью электрических нагрузок и концентрацией мощностей, например на химических, нефтехимических, шинных и т. п. предприятиях. Наиболее целесообразно напряжение 660 В в сочетании с первичным напряжением 10 кВ.

Библиографический список

1. ГОСТ 21128-83. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения до 1000 В. – М.: Издательство стандартов.
2. ВНИПИ ТПЭП № 356-87 от 16.02.87 г. Применение напряжения 660 В для электроустановок промышленных предприятий (ИУ № 5, 1987 г.).
3. http://www.znaytovar.ru/gost/2/RekomendaciiRekomendacii_po_pr33.html.

*Д.С. Виноградова, Т.Ю. Канакина, студенты,
рук. А.И. Кулешов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМОВ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ В ЖИЛОМ СЕКТОРЕ

В данной работе проведены исследования структуры объемов электропотребления жителями частных домов. Основными электроприемниками в жилом секторе являются освещение, системы вентиляции, кондиционирования, отопления, сохранения продуктов, приготовления пищи, системы доступа к информации и досуга. Объем потребления электроэнергии населением характеризует качество жизни.

Результаты таких исследований могут быть использованы сетевыми и сбытовыми компаниями для прогнозирования и планирования своей деятельности и являются актуальными.

Целью данной работы являлось исследование законов распределения объемов электропотребления в жилом секторе. Задачи исследования заключались в получении статистических характеристик законов распределения и построении графика функции распределения на один лицевого счет (ЛС).

В соответствии с действующим законодательством объем потребляемой электроэнергии может быть определен тремя основными способами:

1. По показаниям индивидуальных приборов учета (ИПУ);
2. По среднемесячному потреблению;
3. По нормативам.

Таблица 1. Структура способов определения объемов полезного отпуска

Способ определения	Число лицевого счетов, % к общему числу	Объем потребленной электроэнергии, % к суммарному отпуску
По показаниям ИПУ	79	77
По среднему месячному потреблению	17	19
По нормативу	2	3
Прочее	2	2

Как следует из данных, представленных в табл. 1, основная часть объема электропотребления определяется по показаниям ИПУ.

Всего было исследовано 347422 лицевых счета, в которых регистрировались показания ИПУ за один месяц.

В ходе работы были использованы статистические методы оценивания и проверки гипотез [1], которые заключались в построении интервального ряда распределения по исходным данным электропотребления и нахождении числовых характеристик центра распределения, таких как мода $Mo\{x\}$, медиана $Me\{x\}$, математическое ожидание $M\{x\}$. Данные числовые характеристики представлены рис. 1.

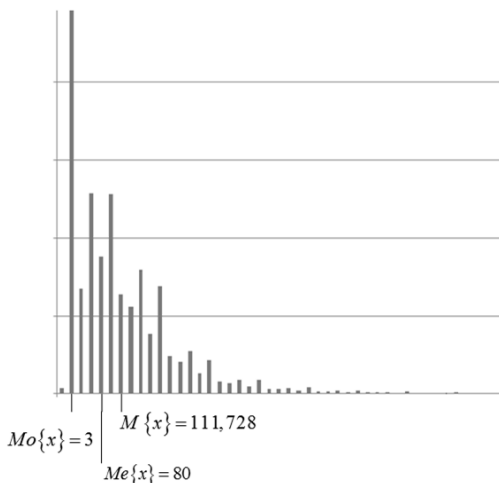


Рис. 1. Гистограмма распределения объемов электропотребления на один ЛС

Гистограмма является аналогом функции распределения объемов потребления электроэнергии на один ЛС. Полученная функция распределения существенно отличается от нормального распределения, обладает правосторонней асимметрией, о чем говорит оценка центрального статистического момента третьего порядка $\hat{A}_3\{x\} = +80,88$ и островершинностью с ярко выраженным пиком, о чём говорит оценка центрального статистического момента четвертого порядка $\hat{\epsilon}_4\{x\} = +1592,7$. Интервал, соответствующий пику на гистограмме, характеризуется модой $Mo\{x\} = 3$ кВт·ч за месяц.

Выводы

1. Функция распределения объемов электропотребления на один ЛС не соответствует нормальному закону распределения.
2. Большая часть ЛС имеет значительно меньшее, чем среднемесячное электропотребление.

Библиографический список

1. **Мойсюк Б.Н.** Статистические методы оценивания и проверки гипотез./ под ред. В.П. Бородюка. – М.: Моск. энергет. ин-т, 1965. – 104 с.

*А.Л. Бакиит, студ.,
рук. О.А. Бушуева, к.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РЕЖИМЫ РАБОТЫ МИНИ-ТЭЦ В ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Одной из важнейших проблем для многих энергосистем России является проблема энергодефицита. Эта проблема актуальна для регионов России, в которых наблюдается рост электропотребления, а резерв мощности в энергосистеме отсутствует.

Решить данную проблему можно с помощью строительства новой электрической станции, но это долгосрочный и дорогостоящий способ. Альтернативой к этому мероприятию является применение когенераторных установок (ПГУ) и мини-ТЭЦ.

Объектом исследования является новый микрорайон одного из городов Подмосковья, в котором расположены жилые дома повышенной этажности, торговые центры, котельная и различные общественные здания.

Электрическая нагрузка микрорайона составляет: активная – $P = 15$ Мвт, реактивная – $Q = 8$ Мвар.

В качестве основного источника питания потребителей нового микрорайона используется мини-ТЭЦ с установкой шести газопоршневых двигателей фирмы Cummins (Великобритания) единичной мощностью 1750 кВт и шести генераторов типа NU 824E мощностью по 2200 кВ·А каждый на напряжении 10,5 кВ.

Электрическая схема мини-ТЭЦ и схема присоединения станции к существующей подстанции энергосистемы (ПС5) приведены на рис. 1.

Расчитаны электроэнергетические режимы:

1. Автономная работа станции на нагрузку первой очереди (пять двухтрансформаторных подстанций).

2. Параллельная работа станции с сетью 10 кВ при нагрузке ввода в эксплуатацию первой очереди с $P = 4662$ кВт и $Q = 2384$ квар (с учетом нагрузки собственных нужд ТЭЦ).

Расчет режимов проводился с использованием программного комплекса «Энергия УР» [1].

В режиме 1: выдача мощности ТЭЦ в городскую сеть составила: $P_{ген} = 4748$ кВт, $Q_{ген} = 2732$ квар, $S_{ген} = 5477,9$ кВ·А (в работе четыре генератора).

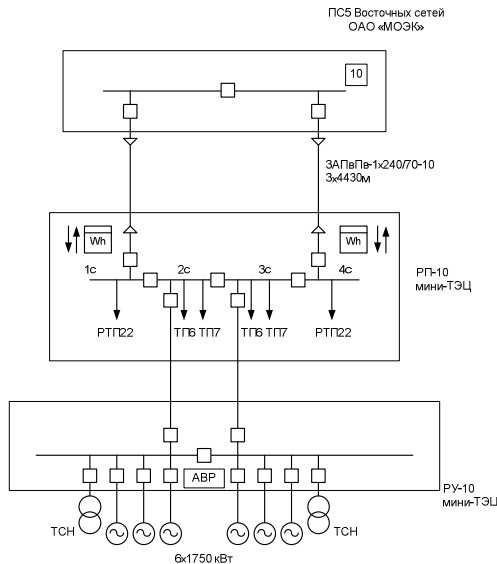


Рис. 1. Схема подключения мини-ТЭЦ к подстанции энергосистемы

В режиме 2: в работе все шесть генераторов. Нагрузка распределена по генераторам равномерно с загрузкой каждого 87,1 %.

Выдача мощности от всех генераторов составила: $P_{ген} = 10050$ кВт, $Q_{ген} = 5880$ квар, $S_{ген} = 11643,7$ кВ·А.

Выдача мощности ТЭЦ в сеть 10 кВ энергосистемы составила: $P_{сист} = 5178$ кВт, $Q_{сист} = 3085$ квар.

Вывод

1. Результаты расчетов использованы в предпроектной проработке решений по сооружению мини-ТЭЦ с установленной мощностью 10500 кВт в одном из городов Московской области.

Библиографический список

1. Кулешов А.И., Прахин Б.Я. Расчет и анализ установившихся режимов электроэнергетических систем на персональных компьютерах: учеб. пособие / ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина». – Иваново, 2005. – 171 с.

*Ю.М. Кокорева, студ.,
рук. О.А. Бушуева, к.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ПРИ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ТВЕРСКОЙ ОБЛАСТИ

Актуальность работы. Проблема реконструкции электрических сетей Тверской области обусловлена значительным ростом потребления мощности и электроэнергии районом г. Твери. Применение новых технических решений при реконструкции электрической сети позволит снять ограничения на технологические присоединения потребителей района г. Твери к электрическим сетям филиала ОАО «МРСК Центра» – «Тверьэнерго».

Цели и задачи работы: проведение расчетов режимов существующей электрической сети, выявление ее проблемных узлов, разработка мероприятий по реконструкции сети для повышения пропускной способности линий электропередачи с использованием новых инновационных марок проводов вместо традиционных проводов марок АС.

Проведен анализ энергетической ситуации в энергосистеме Тверской области, в состав которой входят две крупные станции: Калининская АЭС и Конаковская ГРЭС. Суммарная установленная мощность генерирующего оборудования энергосистемы составляет 6795, 6 МВт.

Основным источником питания потребителей города является подстанция (ПС) 330 кВ Калининская. Электроснабжение потребителей города осуществляется по четырем воздушным линиям электропередачи (ЛЭП): ПС Калининская – ПС Пролетарская (две цепи) и ПС Калининская – ТЭЦ-4 (две цепи). Указанные ЛЭП выполнены проводами традиционных марок АС.

Анализ перспективных электрических нагрузок до 2019 г. показал, что среднегодовой темп прироста потребления электроэнергии энергосистемы Тверской области составил 1,57 % [2].

Был выполнен расчет нормальных и послеаварийных режимов энергосистемы с перспективными нагрузками по программе RASTRWin 3.

В режимах летнего максимума нагрузок 2019 г. при потреблении по территории Тверской области 946 МВт, в том числе по г. Твери – 245 МВт, отключение одной из двух линий 110 кВ Калининская – Пролетарская I цепь или линии 110 кВ Калининская – ТЭЦ-4 одной цепи с отпайкой на ПС Экскаваторный завод при выведенной в ремонт второй секции шин 110 кВ на ПС 330 кВ Калининская приводит к загрузке оставшейся в работе ВЛ 110 кВ на 90 %.

Данная проблема обуславливает ограничения на технологические присоединения потребителей района г. Твери к электрическим сетям филиала ОАО «МРСК Центра» – «Тверьэнерго».

Предложены мероприятия по реконструкции электрической сети с использованием инновационных решений согласно [1, п. 2.4.5].

Для увеличения пропускной способности указанных выше ЛЭП 110 кВ принято проектное решение о замене проводов марок АС-300/39 на новые провода серии АЕРО-Z – АААС Z 366 АЗФ.

Эти провода обладают улучшенными механическими свойствами при налипании на них снега и образовании льда, большей прочностью на разрыв, меньшим весом и большей пропускной способностью.

При использовании провода АЕРО-Z количество опор на линиях электропередачи не изменится, механические нагрузки на опоры уменьшатся.

Выполнен расчет нормальных и послеаварийных режимов энергосистемы с перспективными нагрузками и с учетом замены существующих проводов на ЛЭП 110 кВ, питающих город Тверь («городское кольцо»), на новые провода.

Пропускная способность линий электропередачи с новыми проводами марок АЕРО-Z и АААС Z 366 АЗФ возрастет на 17 – 20 %.

Использование инновационных решений по замене традиционных марок проводов на современные позволит снять ограничения на технологические присоединения новых потребителей города Твери к электрическим сетям филиала ОАО «МРСК Центра» – «Тверьэнерго».

Библиографический список

1. **Положение** ОАО «Россети» о единой технической политике в электросетевом комплексе. – М.: 2013.
2. **Схема** и программа развития ЕЭС России на период 2014 – 2020 гг. – Режим доступа: <http://www.minenergo.gov>.
3. **Инновации** в энергетике. – Режим доступа: <http://www.news.elteh.ru/arh/2004/28/40.php>.

*Б.А. Титов, студ.,
рук. А.А. Шульпин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ**

Черная металлургия – одна из наиболее энергоемких отраслей промышленности. Доля затрат на топливно-энергетические ресурсы (ТЭР) в общих заводских затратах на производство продукции составляет более 30 %. Установленная мощность предприятий черной металлургии, как и потребление электроэнергии, очень высокая. В результате влияние затрат на электроэнергию на себестоимость может достигать до 40 %, в зависимости от уровня технической оснащённости производства. На сегодняшний момент существует значительный моральный и физический износ основного энерготехнологического оборудования предприятий отрасли [1].

Различные производства металлургического цикла имеют свои требования к качеству электроэнергии (КЭ) и оказывают определённое влияние на качество электроснабжения других потребителей. На сегодняшний день в металлургии остро стоит проблема обеспечения устойчивой работы листопркатных цехов и установок непрерывной разливки стали при провалах напряжения в системе электроснабжения. Особенно неприятными с этой точки зрения являются провалы, вызванные короткими замыканиями в распределительных сетях напряжением 110–220 кВ. Ущерб, вызванный простоем оборудования из-за провалов напряжения, весьма велик. Поэтому в настоящее время существует целый ряд устройств и установок по предотвращению провалов напряжения, применяемых на различных уровнях напряжения [2].

Известно также, что низкое КЭ снижает достоверность учета электроэнергии, увеличивает потери в силовом оборудовании, сокращает срок службы изоляции и, соответственно, срок функционирования основного электротехнического оборудования металлургических предприятий, что в свою очередь приводит к снижению надёжности [3].

Низкое КЭ в условиях рыночной экономики приводит к нарушению требуемых допусков производимой продукции, увеличению эксплуатационных издержек производства и себестоимости производимой продукции, снижению ее конкурентоспособности. Поэтому необходима разработка системы управления КЭ на металлургических предприятиях, адаптированной к рыночным условиям функционирования электроэнергетики.

Для того чтобы КЭ соответствовало требованиям ГОСТ 32144-2013 и поставленным целям, необходимо реализовать основные этапы управления КЭ [4, 5]:

1) осуществление организационных и технических мер, направленных на контроль за соблюдением требуемых нормативными документами значений показателей КЭ;

2) организация процесса анализа контролируемых параметров в целях выявления возможных источников и степени искажения КЭ в зависимости от режима работы технологических установок и питающей энергосистемы;

3) проведение экономически обоснованных организационных и технических мер, направленных на нейтрализацию или снижение вредного воздействия источников искажения КЭ на ответственные технологические узлы и агрегаты, а также питающую энергосистему;

4) постоянный контроль инноваций в области КЭ в системах электроснабжения.

Основной целью функционирования системы управления КЭ является обеспечение минимального воздействия низкого КЭ на технологические и экономические характеристики всей выпускаемой продукции, а также на питающую энергосистему с минимальными затратами на улучшение КЭ.

В настоящее время предлагаются различные виды системы управления КЭ. Например, в [6] отмечается, что данная система должна состоять из двух подсистем – технологии управления и менеджмента, т.е. иметь дуальный характер. Обе подсистемы основаны на процессном подходе, применяемом как к техническому блоку системы управления КЭ (технология управления), так и к экономическому (менеджмент).

Библиографический список

1. **Энергосбережение** на металлургических предприятиях / Б.И. Никифоров, Г.В. Залсаец. – Магнитогорск: МГТУ, 2000.

2. **Способы** сохранения устойчивости ответственных электроприводов металлургических предприятий при провалах напряжения в системах электроснабжения / Л.Я. Теличко, П.М. Басов // Электротехнические комплексы и системы управления. – 2010. – № 1. – С. 38 – 42.

3. **Управление** качеством электроэнергии / И.И. Карташев, В.Н. Тульский, Р.Г. Шамонов [и др.]. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008.

4. **ГОСТ 32144-2013.** Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ, 2014.

5. **Реврин Ю.И.** Управление качеством. – Таганрог: Изд-во ТРТУ, 2004.

6. **Управление** качеством электроэнергии в системах электроснабжения металлургических предприятий в рыночных условиях / Н.В. Савина, Т.С. Козлова // Вестник ИГЭУ. – 2012. – № 6. – С. 84 – 92.

*Е.С. Никерина, студ.,
рук. А.А. Шульпин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Развитие энергетики связано с непрерывным ростом энергоемкости потребителей электроэнергии, а такие параметры как несимметрия, неуравновешенность, несинусоидальность, отклонения и колебания напряжения стали постоянно действующими факторами, существенно снижающими эффективность работы как самих систем электроснабжения, так и потребителей, подключенных к ним. Следует выделить следующие основные проблемы качества электрической энергии (КЭ):

- экономическую, включающую в себя методы расчета экономического ущерба от применения электроэнергии пониженного качества;
- математическую, заключающуюся в обосновании рациональных методов расчета показателей КЭ;
- техническую, заключающуюся в разработке технологии измерения и средств нормализации показателей КЭ.

Степень взаимного отрицательного влияния электрооборудования характеризуется электромагнитной совместимостью. ГОСТ 32144-2013 устанавливает допустимые значения основных параметров электрической энергии, при которых поддерживается нормальная работа потребителей [1].

Отклонения напряжения в электрических сетях вызывают негативные последствия: у асинхронных двигателей (АД) при больших отклонениях напряжения может наступить так называемое «опрокидывание» двигателя, у синхронных двигателей (СД) изменение напряжения вызывает изменения момента на валу, что влияет на статическую устойчивость и на значение располагаемой реактивной мощности. Преобразовательные установки на отклонения напряжения реагируют изменением угла регулирования и соответственно изменением коэффициента мощности установки. Электротермические установки при уменьшении напряжения снижают производительность, которая пропорциональна второй степени подводимого напряжения.

Колебания напряжения, возникающие в электрических сетях вызывают ощутимые последствия: в осветительных сетях – «мигание» ламп; в схемах автоматики – возникновение ложных команд; колебания влияют на пуск двигателей, на самоотключение контакторов, пускателей и др. Они отрицательно сказываются на зрительном восприятии людьми предметов, деталей, графических материалов.

Несимметрия напряжений приводит к возникновению в электрических машинах (ЭМ) магнитных полей, создающих тормозной электромагнитный момент и дополнительный нагрев активных частей ЭМ. Дополнительный нагрев ЭМ вынуждает снижать их располагаемую мощность, чтобы сохранить нормированный срок службы. Несимметрия напряжений вызывает повышенный нагрев трансформаторов, а, следовательно, и сокращение срока их службы. Весьма существенно несимметрия напряжений влияет на батареи конденсаторов, так как генерируемая реактивная мощность зависит от наличия напряжения обратной последовательности фаз.

Изменение синусоидальной формы напряжения неблагоприятно влияет на электрооборудование, системы автоматики, релейной защиты, телемеханики, связи. Оно вызывает дополнительные потери в ЭМ, трансформаторах и сетях, сокращают срок их службы, повышают аварийность кабельных сетей, приводят к перегрузке по току конденсаторные батареи, создают условия для резонансных явлений в сетях, ускоряют старение изоляции электрооборудования.

Отклонения частоты наиболее чувствительно влияют на СД, угловая скорость которых линейно зависит от частоты питающего напряжения. Практически линейно от частоты зависит и угловая скорость АД. На указанных двигателях в основном строятся электроприводы рабочих механизмов, поэтому снижение частоты приводит к снижению их производительности, а в ряде случаев и к нарушению технологических процессов.

Колебания частоты в энергосистеме могут вызвать «качания» двигателей и даже генераторов электростанций.

В настоящее время имеется большое количество средств управления и регулирования КЭ. Однако их применение требует значительных капиталовложений. Поэтому для их внедрения необходима количественная оценка экономического ущерба при отклонениях показателей КЭ от нормативных значений для разных приемников ЭЭ в различных отраслях промышленности.

Библиографический список

1. **ГОСТ 32144-2013.** Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Стандартинформ. 2014.

2. **Висящев А.Н.** Качество электроэнергии и электромагнитная совместимость в электроэнергетических системах. – Иркутск: Иркутский государственный технический университет. 1997.

3. Александров Д.С., Щербаков Е.Ф. Надёжность и качество электроснабжения предприятий. – Ульяновск: УлГТУ. 2010.

*А.И. Марков, студ.,
рук. А.А. Шульпин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПРИМЕНЕНИЕ ФИЛЬТРОКОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ И ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

На современных промышленных предприятиях значительное распространение получили нагрузки, вольт-амперные характеристики которых нелинейны. Обычно такие нагрузки называют нелинейными. К их числу относятся в первую очередь различного рода преобразователи, главным образом тиристорные, установки дуговой и контактной электросварки, дуговые сталеплавильные и руднотермические печи, газоразрядные лампы, силовые магнитные усилители и трансформаторы. Эти нагрузки потребляют из сети ток, кривая которого оказывается несинусоидальной, а в некоторых случаях и непериодической; в результате возникают нелинейные искажения кривой напряжения сети или, другими словами, несинусоидальные режимы.

Несинусоидальные режимы неблагоприятно сказываются на работе силового электрооборудования, систем релейной защиты, автоматики, телемеханики и связи. Возникающие в результате воздействия высших гармоник (ВГ) экономические ущербы обусловлены главным образом ухудшением энергетических показателей, снижением надежности функционирования электрических сетей и сокращением срока службы электрооборудования. Иногда имеет место ухудшение качества и уменьшение количества выпускаемой продукции. Поэтому прогрессирующее внедрение вентильного электропривода и электротехнологии обусловило важность и актуальность решения проблемы ВГ в электрических сетях [1, 2].

Основные задачи, составляющие содержание этой проблемы, сводятся к следующим:

- оценке влияния ВГ на электроустановки и возникающего при этом экономического ущерба;
- количественной оценке величин ВГ тока, генерируемых различными нелинейными нагрузками;
- мерам по снижению уровней ВГ.

Как правило, нелинейные нагрузки, а также потребители электроэнергии, у которых кривая синусоидального тока отстает от кривой синусоидального напряжения на фазовый угол φ , потребляют значительную реактивную мощность. Передача реактивной мощности на значительные расстояния от мест генерации до мест потребления существенно ухудшает технико-экономические показатели систем электроснабжения. Поэтому необходимо стремиться к снижению величины передаваемой реактивной мощности, т.к. ее передача несет следующие проблемы [3, 4]:

- высокие потери мощности в электрических линиях (протекание тока реактивной мощности);
- большие перепады напряжения в электрических линиях;
- необходимость увеличения габаритной мощности генераторов, сечения кабелей, мощности силовых трансформаторов.

Одним из способов комплексного решения выше изложенных проблем, является применение многофункциональных устройств обеспечивающих минимизацию уровней ВГ в СЭС предприятий и КРМ. Примером таких многофункциональных устройств являются силовые резонансные фильтры ВГ, иначе называемые фильтрокомпенсирующими устройствами (ФКУ). При определенных условиях ФКУ могут использоваться также для симметрирования системы линейных напряжений в СЭС. ФКУ могут устанавливаться для разделения линейных и нелинейных нагрузок (заградительные фильтры) или для шунтирования (поглощения) токов ВГ [5, 6, 7].

К сожалению на сегодняшний день предприятия неохотно внедряют у себя технологии, способствующие повышению эффективности производства за счёт улучшения качества энергии и компенсации реактивной мощности. Но, сэкономив на установке инновационных приборов, повышающих КЭ, придётся закладывать немалые средства на ликвидацию негативных последствий от низкого КЭ. Применение ФКУ позволяет решить ряд этих вопросов.

Библиографический список

1. **Фёдоров А.А.**, Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
2. **Александров Д.С.**, Щербаков Е.Ф. Надёжность и качество электроснабжения предприятий. – Ульяновск: УЛГТУ, 2010.
3. **Компенсация реактивной мощности.** К вопросу о технико-экономической целесообразности / В. Овейчук, Г. Трофимов, А. Кац [и др.] // Новости Электротехники. – 2008. – № 4 (52).
4. **Константинов Б.А.**, Зайцев Г.З. Компенсация реактивной мощности. – М.: Энергия, 1976.
5. **Жежеленко И.В.**, Саенко Ю.Л. Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленном предприятии – М.: Энергоатомиздат, 2000.
6. **Жежеленко И.В.** Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий – М.: Энергоатомиздат, 2000.
7. **Электромагнитная совместимость потребителей / И.В. Жежеленко, А.К. Шидловский, Г.Г. Пивняк [и др.].** – М.: Машиностроение, 2012.

*А.А. Брындин, А.В. Христолюбский, А.О. Харьков, студенты,
рук. Д.А. Полкошников, ст. преподаватель
(ИГЭУ, г. Иваново)*

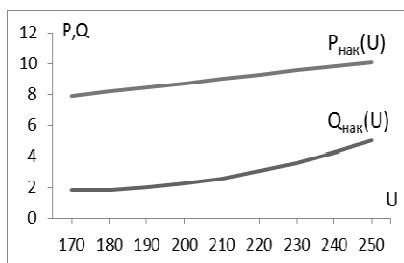
СТАТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РАЗЛИЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ СВЕТА

Под статическими характеристиками нагрузки (СХН) понимают зависимости её активной и реактивной мощностей от напряжения и частоты, получаемые при настолько медленном изменении этих параметров, что можно не учитывать влияние факторов времени.

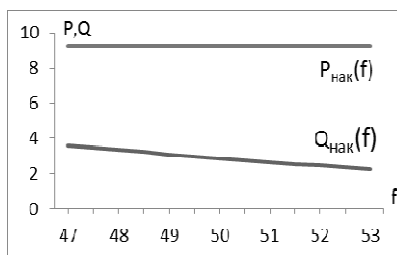
Для изучения статических характеристик разработана лабораторная работа по снятию и изучению статической характеристики различных видов освещения: ламп накаливания, светодиодных ламп и энергосберегающих (люминесцентных) ламп.

Лабораторная работа реализована на комплекте типового лабораторного оборудования «Модель комплексной электрической нагрузки» (ИПЦ «Учебная техника», г. Челябинск). К отличительным признакам проекта можно отнести использование реальных физических моделей нагрузки и источников питания, что позволяет студентам, изучающим курс, максимально приблизиться к изучению объектов электроэнергетики. В качестве трёхфазного источника питания используется синхронный генератор, который позволяет регулировать частоту и напряжение. К источнику питания поочередно подключаются блоки с различными видами ламп: накаливания, светодиодными и люминесцентными.

Вид получившихся в результате опытов статических характеристик по частоте и напряжению для разных видов осветительной нагрузки показан на рис. 2 – 4.



а



б)

Рис. 2. Статические характеристики лампы накаливания: а) по напряжению; б) по частоте

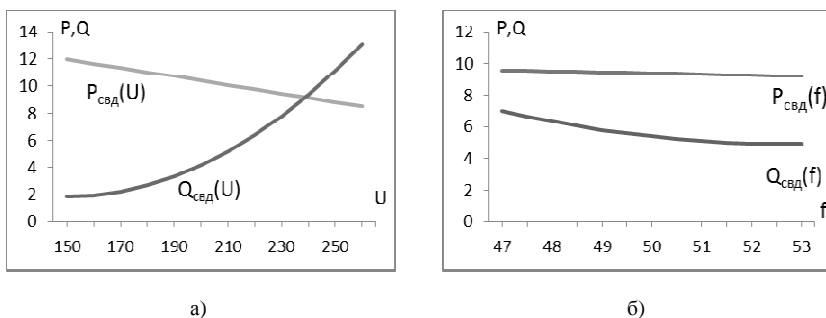


Рис. 3. Статические характеристики светодиодных ламп: а) по напряжению; б) по частоте

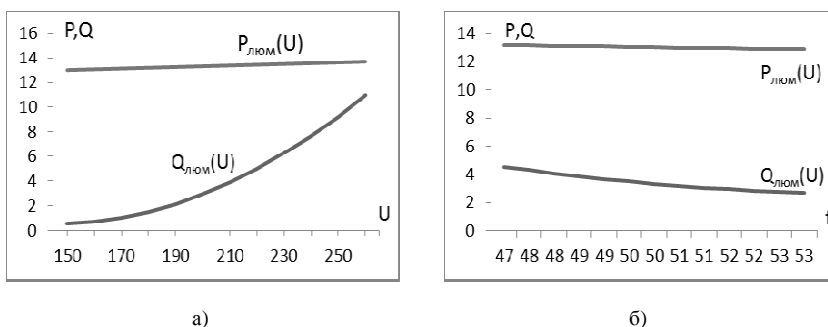


Рис. 4. Статические характеристики люминесцентных ламп: а) по напряжению; б) по частоте

На получившихся графиках видно, что изменение частоты и напряжения вызывают изменение мощности нагрузки, а это, в свою очередь, оказывает влияние на параметры режима. Это влияние называют регулирующим эффектом нагрузки по напряжению или частоте.

Библиографический список

1. **Определение** статических характеристик нагрузки по напряжению в электрических сетях с комплексной нагрузкой // С.В. Балдов, О.А. Бушуева, Д.Н. Кормилицын [и др.]. – Иваново: ИГЭУ, 2014.
2. **Расчеты** устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. – М.: Энергоатомиздат, 1990.
3. **Гуревич Ю.Е., Хачатрян Э.А.** Расчет статических характеристик крупных узлов нагрузки с использованием типовых параметров. – М.: Всесоюзный институт повышения квалификации руководящих работников и специалистов, 1980.
4. **Экспериментальное** определение характеристик нагрузки энергосистем / Л.М. Горбунова, Гуревич Ю.Е. // Тр. ВНИИЭ. – 1967. – Вып. 29.

*С.Н. Литвинов, ассистент,
Д.А. Полкошников, ст. преподаватель,
Е.В. Пономарева, ст. преподаватель
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ АИISKУЭ НА ОБЪЕКТАХ С РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ ТОЧКАМИ УЧЕТА

В процессе проектирования автоматизированных информационно-измерительных систем коммерческого учета электроэнергии (в дальнейшем АСКУЭ) для объектов различного назначения и различной сложности неизбежно встает вопрос о целесообразности применения того или иного технического решения. В настоящее время еще не до конца четко сформулированы требования к такого рода системам, это связано с быстрыми темпами развития электроники и компьютерной техники. Тем не менее, уже сейчас объективно можно классифицировать подобные системы по ряду отличительных признаков [1], [2]. Прежде всего, необходимо определить тип потребителей. В данной статье не будут затронуты крупные промышленные предприятия и объекты энергетики, а речь пойдет о небольших предприятиях с развитой инфраструктурой. В качестве такового рассматривается образовательное учреждение – Ивановский государственный энергетический университет им. В.И. Ленина (ИГЭУ).

Особенность данного предприятия заключается в том, что оно имеет обширную инфраструктуру и распределенную систему электроснабжения. Помимо этого, с шин питающих подстанций осуществляется электроснабжение близлежащих жилых домов.

Для решения поставленной задачи выбора счетчиков, интерфейса и способа организации каналов связи было проведено обследование точек учета электроэнергии и анализ существующих схем электроснабжения объектов ИГЭУ, в ходе которого выявлена необходимость замены ряда морально устаревших счетчиков электроэнергии, так как они не имеют телеметрического выхода и не отвечают современным требованиям нормативных документов. Помимо этого были выявлены счетчики, которые имеют телеметрический выход не отвечающий общей концепции построения АСКУЭ ИГЭУ.

Особенность дальнейшего построения системы была обусловлена следующими факторами:

1. Рассредоточенность точек учета ЭЭ и отсутствие единого центра питания, что делает не выгодным использование технологии передачи информации по силовой линии (PLC).

2. Локализация объектов на сравнительно небольшой территории, что позволяет отказаться от применения GSM-модемов.

3. Наличие развитой СКС (вычислительная сеть, телефонная сеть, система безопасности, видеонаблюдение). Данный фактор определил использование существующих кабельных линий для передачи необходимой информации.

4. Частичная модернизация счетных устройств. На ряде объектов уже установлены счетчики типа «Меркурий», обладающие телеметрическим выходом (интерфейс RS-485), поэтому принято решение о построении системы на базе этих счетчиков.

После проведенного анализа было предложено два варианта организации АСКУЭ. Основной задачей было максимально использовать существующие устройства и коммуникации.

В первом варианте ряд объектов ИГЭУ, на которых установлены расчетные счетчики, связываются по интерфейсу RS-485 с устройствами передачи данных (УСПД), которые отвечают за первичную обработку и хранение информации о потребленной энергии. Данные устройства располагаются таким образом, чтобы обеспечить приблизительно одинаковую длину линий от счетчиков в пределах одного или нескольких объектов. УСПД подключается к существующей локальной вычислительной сети (ЛВС) по интерфейсу ethernet (к существующим маршрутизаторам).

Основное отличие системы, представленной во втором варианте, заключается в отсутствие УСПД. Счетчики связываются по интерфейсу RS-485 в пределах одного объекта, что, согласно спецификации данного интерфейса, допустимо. При этом образуются узлы учета, которые соответствуют объекту, где установлены счетчики. Сразу на объекте устанавливается преобразователь интерфейсов RS-485/Ethernet. Дальнейшая часть аналогична первому варианту

Библиографический список

1. **Положение** о порядке получения статуса субъекта оптового рынка и ведения реестра субъектов оптового рынка (редакция с изменениями, утвержденная Наблюдательным советом от 28 сентября 2012 года).

2. **Постановление** Правительства РФ от 4 мая 2012 г. № 442 «О функционировании розничных рынков электрической энергии и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии».

3. **ГОСТ Р 52320-2005.** Аппаратура для измерения электрической энергии переменного тока. Частные требования. Часть 22. Статические счетчики активной энергии классов точности 0,2S и 0,5S. – М.: Стандартинформ, 2005.

4. **ГОСТ 26035-83.** Счетчики электрической энергии переменного тока электронные. Общие технические условия. – М.: ИПК Издательство стандартов, 2001.

*А.А. Рябинин, Ю.А. Миндовская, студенты,
рук. Д.А. Полкошников, ст. преподаватель
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ КОТТЕДЖНОГО ПОСЕЛКА

На сегодняшний день увеличивается строительство коттеджных поселков. Данный тип потребителей электроэнергии относится к жилым зданиям и нагрузка коттеджных поселков определяется согласно СП 31-110-2003 аналогично методике определения расчетной нагрузки многоэтажных домов, приравнивая коттеджи к квартирам повышенной комфортности.

Однако между двумя этими объектами коммунально-бытового сектора есть существенная разница – многоквартирный дом имеет сосредоточенную нагрузку в виде квартир, имеющих относительно небольшую установленную мощность, а коттеджный поселок состоит из удаленных друг от друга коттеджей имеющих большую установленную мощность.

Согласно своду правил, расчетная нагрузка коттеджного поселка определяется как произведение числа домов на установленную мощность, на коэффициент спроса и коэффициент одновременности. Так к примеру при числе домов равном 100 и установленной мощности коттеджа 15 кВт коэффициент спроса принимается равный 0,78, а коэффициент одновременности 0,16. Тогда расчетная нагрузка поселка составит:

$$P_p = N_o \cdot P_y \cdot K_c \cdot K_o = 100 \cdot 15 \cdot 0,78 \cdot 0,16 = 187,2, \text{ кВт.}$$

Таким образом, расчетная нагрузка одного коттеджа составляет 1,872 кВт при установленной 15 кВт. Однако, анализ потребителей электроэнергии коттеджа показывает, что единичная мощность большинства электроприемников превышает 2 кВт. К примеру, средняя мощность утюга составляет 2,2 кВт, а чайника 2,4 кВт.

Кроме того, если принять расположение коттеджей как на рис. 1, то при определении расчетной мощности линии питающей один ряд домов в количестве 20 единиц мы получаем иное значение коэффициента одновременности, равное 0,25. При этом расчетная мощность на эту линию составит:

$$P_p = N_o \cdot P_y \cdot K_c \cdot K_o = 20 \cdot 15 \cdot 0,78 \cdot 0,25 = 58,5, \text{ кВт.}$$

Расчетная нагрузка одного коттеджа в этом случае составляет 2,9 кВт. А так как таких участков получается пять, то их суммарная расчетная мощность составит 292,5 кВт.

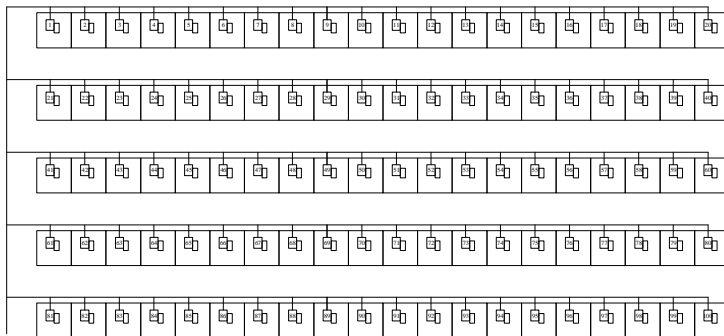


Рис. 1. Примерный план расположения домов в коттеджном поселке

Мы предлагаем определять расчетную нагрузку коттеджного поселка как сумму расчетных нагрузок отдельных радиальных линий, питающих дома, умноженную на коэффициент одновременности, определяемый по формуле:

$$K_o = 1 - 0,025 \cdot N,$$

где N – количество радиальных линий.

Библиографический список

1. СП 31-110-2003 Проектирование и монтаж электроустановок жилых и общественных зданий. Свод правил по проектированию и строительству. – Взамен ВСН 59-88; введ. 01.01.2004. – М: Госстрой России, 2004. – 138 с.
2. ГОСТ Р 50571.15-97 (МЭК 364-5-52-93) Электроустановки зданий. Часть 5. Выбор и монтаж электрооборудования. Глава 52. Электропроводки. введ. 08.04.1997. – М.: ИПК Издательство стандартов, 1997. – 17 с.

*К.А. Филатова, студ.,
рук. Д.А. Полкошников, ст. преподаватель
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПРИМЕНЕНИЕ ДАТЧИКОВ ДВИЖЕНИЯ В ОБЩЕСТВЕННЫХ МЕСТАХ КОММУНАЛЬНО-БЫТОВОГО СЕКТОРА

Века назад электрическое освещение представляло собой чудо и, было удивлением для каждого. Сейчас процесс освещения стал гораздо привычной и обыденной. Оглянувшись, мы поймём, что не представляем себе жизни без светильников, лампочек выключателей и всей системы освещения. Энергоэффективность и энергосбережение входят в пятерку главных стратегических направлений технологического развития России.

Стоимость электроэнергии будет только возрастать, поэтому снижение расхода электроэнергии становится актуально.

И если в своем жилище каждый из нас самостоятельно оплачивает потребленную электроэнергию и решает вопрос экономии, то в местах общего пользования оплата счетов ложится на плечи общественности, а об экономии мало кто заботится. Да и не всегда имеется возможность экономить.

Рассмотрим ситуацию на примере 2 типов наиболее распространенных подъездов многоквартирных домов – подъезда многоквартирного пятиэтажного дома и многоквартирного девятиэтажного дома. Основная разница этих подъездов заключается в том, что в пятиэтажных домах подъезды имеют естественное освещение, за исключением лестничного пролета от входной двери до 1-го этажа, в то время как в подъезде девятиэтажного дома имеются участки, не имеющие естественного освещения. В связи с этим, освещение в этих местах работает 24 часа в сутки, даже летом, когда протяженность светового дня высокая.

Одним из решений может стать установка переключателей, однако их применение не всегда удобно. Другим вариантом является установка датчиков движения, которые включают освещение, когда это требуется. В состав датчика движения так же входит и фото реле, которое позволяет настроить порог освещенности, при котором датчик движения будет включать свет при обнаружении движения.

Установка датчиков движения в местах общего пользования позволяет уменьшить расход ЭЭ на 70 %, что является главным достоинством в условиях нынешней экономики и постоянного роста цен на электроэнергию. Это простой и наглядный способ доступный каждому. Разнообразие датчиков движения на рынке позволяет использовать их как внутри, так и вне помещений, что значительно расширяет область их применения (парки, автострады, улицы).

Библиографический список

1. **Кнорринг Г.М.** Справочная книга для проектирования электрического освещения. – СПб.: Энергоатомиздат, 1992.

*Г.В. Квашина, асп.
(ЛГТУ, г. Липецк)*

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ РАЦИОНАЛИЗАЦИИ СТРУКТУРЫ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Безотказность функционирования систем электроснабжения является одной из основных задач организации производственного процесса.

В работах [1 – 4] рассмотрена актуальность повышения безотказности путем использования избыточностей, в частности временного резервирования. В качестве резервного источника рассматривалась аккумуляторная батарея. Было показано [3], что вероятность работы системы зависит как от параметров самой сети, так и от параметров используемого в ней накопителя (рис. 1).

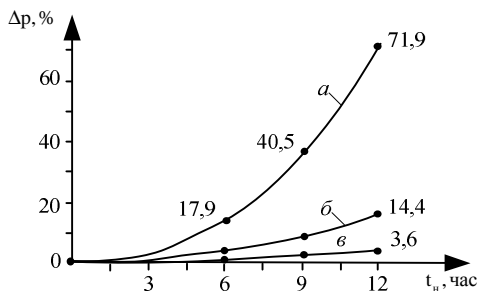


Рис. 1. Взаимосвязь вероятности работы системы и времени разрядки накопителя: а) при $\bar{\lambda}_{вх} = 10^{-5} \text{ год}^{-1}$; б) при $\bar{\lambda}_{вх} = 0,5 \cdot 10^{-4} \text{ год}^{-1}$; в) при $\bar{\lambda}_{вх} = 2 \cdot 10^{-4} \text{ год}^{-1}$; Δp – изменение вероятности работы, $\bar{\lambda}_{вх}$ – интенсивность отказов системы, t_n – время разрядки накопителя

Проведение расчетов безотказности систем электроснабжения представляет собой весьма трудоемкую задачу. Наиболее это актуально для сложных систем электроснабжения, т.к. с целью расчета для них необходимо составлять расчетную схему по надежности. При этом любое изменение в схеме влечет изменение в проводимых расчетах. Таким образом, наиболее удобным вариантом является расчет безотказности систем электроснабжения с использованием программного обеспечения, разрабатываемого автором в рамках программы УМНИК в проекте «Аппаратный комплекс оценки и оптимизации функционирования высоковольтного оборудования» (Договоры № 74ГУ1/2013, ГУ2/2014).

Основной задачей использования разрабатываемого алгоритма является оценка с помощью ранее выявленных [1 – 4] зависимостей влияния введения избыточности в систему на уровень ее безотказности. База данных, используемых в ходе анализа, содержит информацию о параметрах системы, используемого или предполагаемого для использования в ней электрооборудования; параметры, характеризующие условия эксплуатации; экономические характеристики элементов системы. На предварительном этапе также задается структура анализируемой системы электроснабжения. База данных может быть отредактирована в соответствии с изменениями каких-либо параметров.

Алгоритм состоит из нескольких блоков. На первом этапе осуществляется выбор предварительного типа оборудования, исходя из оценки отдельных единиц электрооборудования и участков системы по уровню надежности. Далее проводится анализ необходимости использования накопителей и определения их рациональных объемов. Заключительный блок предполагает вычисление экономического эффекта, который достигается при реализации системы в соответствии с приведенными ранее техническим анализом.

В результате выполненного расчета программа выдает вариант схемы и типа используемого в ней оборудования, являющиеся наиболее рациональными с точки зрения технико-экономических расчетов. Разрабатываемое программное обеспечение позволяет проводить рационализацию уже существующих схем электроснабжения предприятия, а также осуществлять предварительную оценку на стадии проектирования. Это дает возможность не только создавать системы, обладающие высокими параметрами безотказности, но и путем рационального подбора оборудования минимизировать эксплуатационные расходы на содержание избыточных мощностей.

Библиографический список

1. **Формирование** параметров элементов, определяющих функционирование технических систем / А.А. Шпиганович, С.А. Ляпин, Г.В. Квашнина // Вести высших учебных заведений Черноземья. – 2012. – № 1 (27). – С. 3 – 5.
2. **Квашнина Г.В.** Резервирование в системах электроснабжения // Энергия-2014: материалы IX Междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых учёных, 15 – 17 апреля 2014. – Т. 3. Ч. 1. – Иваново: ИГЭУ, 2014. – С. 19 – 22.
3. **Квашнина Г.В.** Оценка обеспечения безотказности электроснабжения потребителей при использовании в системе временной избыточности // Омский научный вестник. – 2014. – № 2 (130). – С. 165 – 168.
4. **Квашнина Г.В.** Повышение безотказности электроснабжения временным резервированием при включении в цепь емкостного накопителя // Науковедение. – 2014. – № 5 (24) [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://naukovedenie.ru/PDF/40TVN514.pdf>, свободный. Загл. с экрана. Яз. рус., англ.

*Н.В. Чурина, студ.,
рук. С.В. Митрофанов, ст. преподаватель
(НГТУ, г. Новосибирск)*

МОДЕЛЬ ПОИСКА ОПТИМАЛЬНЫХ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ОСНОВЕ ИХ СРОКА ОКУПАЕМОСТИ

Эффективность использования топлива и электроэнергии в России пока остаётся низкой. Так, удельный расход электроэнергии в отечест-

венной промышленности намного выше, чем в развитых странах: на производство электростали на 20–40 %, алюминия на 20–26 % и т.д. За счет снижения указанных расходов можно сократить будущий прирост потребности России в электроэнергии на 40–50 %, а в топливно-энергетических ресурсах в целом — на 60–70 %.

Сегодня в стране существуют потенциальные возможности для решения проблемы энергосбережения, в частности, огромные энергетические резервы в сфере совершенствования промышленных технологий. Энергоэффективность, безусловно, является острой проблемой современной энергетики России.

Более половины всего потенциала энергосбережения сосредоточено в промышленности. В настоящее время разработано немало способов энергосбережения на предприятии, однако, выбор мероприятий, реализация которых принесёт наибольший эффект, требует взвешенного подхода [1].

Можно выделить как минимум два основных критерия, по которым производится оценка энергосберегающих мероприятий (ЭМ):

1) Энергоэффективность. Данный критерий может быть выражен через величину сокращения потерь электроэнергии (ΔW), либо в качестве сэкономленных денежных средств (E).

2) Стоимость. Данный критерий включает в себя капиталовложения в реализацию ЭМ, а также издержки на обслуживание и амортизацию (C) [2].

В качестве обобщенного критерия часто используется срок окупаемости мероприятия (T).

$$T = \frac{C}{E}.$$

Помимо указанных критериев на пространство выбора ЭМ накладывается большое количество ограничений (O) обусловленных:

- максимальным объемом располагаемых средств O_1 :

$$\begin{aligned} O_1 &= 0 \text{ если } C \leq C_{max}, \\ O_1 &= 1 \text{ если } C > C_{max}; \end{aligned}$$

- предельным сроком окупаемости мероприятия O_2 :

$$\begin{aligned} O_1 &= 0 \text{ если } T \leq T_{max}, \\ O_1 &= 1 \text{ если } T > T_{max}; \end{aligned}$$

и т.д.

В зависимости от накладываемых ограничений может быть реализовано различное количество мероприятий. Каждое ЭМ может быть применено к одному элементу системы электроснабжения или нескольким

с разной степенью эффективности. При этом состав мероприятий для каждого элемента может отличаться.

В качестве оценки эффективности комплексов мероприятий может быть использован среднеарифметический срок окупаемости:

$$T_{cp} = \frac{\sum_{n=1}^N T}{n}.$$

Таким образом, задача поиска оптимального набора энергосберегающих мероприятий приобретает довольно большую размерность и комбинаторный целочисленный характер. Целевая функция задачи будет иметь следующий вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} f(k_{omm}) = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J T_{cp\ kj} \rightarrow \min, \\ \sum O_i = 0; \end{array} \right.$$

где k – номер комплекса мероприятий, j – номер элемента системы электроснабжения.

Предложенная целевая функция быть использована для поиска наилучшего комплекса энергосберегающих мероприятий в системе электроснабжения промышленного предприятия.

Библиографический список

1. **Чурина Н.В.** Потери в системах электроснабжения // Наука. Технологии. Инновации: материалы всероссийской науч. конф. молодых ученых. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. – Ч. 5. – С. 254 – 255.
2. **Стрельников Н.А.** Энергосбережение. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2011. – 176 с.

*А.В. Шалухо, к.т.н., И.А. Липужин, асп.,
А.А. Смирнов, магистрант,
рук. Е.Н. Соснина, д.т.н., доцент
(НГТУ, г. Нижний Новгород)*

ИССЛЕДОВАНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ РАБОТЫ ВЕТРО-ДИЗЕЛЬНОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Одной из проблем, связанных с параллельной работой нетрадиционных источников энергии на общую нагрузку, является сохранение устойчивого режима работы системы. Потеря устойчивости может привести к нарушениям электроснабжения потребителей и технико-экономическим ущербам [1].

Объект исследования – локальная система электроснабжения с ветро-дизельной электростанцией (ВДЭС). Ветроэлектроустановка и дизель-генератор подключаются к нагрузке по схеме с шиной постоянного тока (рис. 1). Двойное преобразование электроэнергии позволяет снизить влияние источников энергии друг на друга и обеспечить потребителя электроэнергией требуемого качества [2].

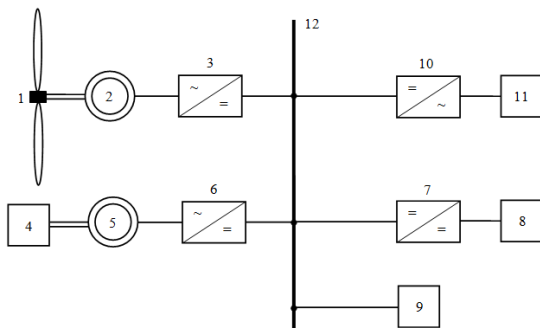


Рис. 1. Блок-схема ВДЭС: 1 – ветротурбина; 2 – синхронный генератор на постоянных магнитах; 3, 6 – выпрямители; 4 – дизельный двигатель; 5 – синхронный генератор; 7 – контроллер заряда; 8 – аккумуляторная батарея; 9 – балластная нагрузка; 10 – автономный инвертор; 11 – потребители 220/380 В; 12 – шина постоянного тока

Возмущения системы (изменение скорости ветра, включение/отключение части нагрузки и т.п.) ведут к изменению режима работы ВДЭС, что может повлечь нарушение устойчивости системы.

Все многообразие возмущений можно разделить на два непересекающихся подмножества. Если после кратковременного возмущения система сохранит нормальный режим работы, то она устойчива. Такой режим принадлежит к устойчивому подмножеству. Если система не восстанавливает нормальный режим – она не устойчива. Совокупность таких режимов составляет неустойчивое подмножество.

Вероятность нарушения устойчивости системы – вероятность появления аварийной ситуации в неустойчивом подмножестве [3].

Условием обеспечения устойчивости является сохранение балансов активной и реактивной мощности системы:

$$P_v + P_d \pm P_a = P_n + P_{bn};$$

$$Q_v + Q_d \pm Q_a = Q_n,$$

где P , Q – активная и реактивная мощности: v – ветроустановка, d – дизель-генератор, a – аккумуляторная батарея, n – нагрузка, bn – балластная нагрузка.

Предлагаемый подход к решению задачи устойчивости основан на анализе большого числа реакций исследуемой системы на возмущения. Использование численных методов потребует сложных и длительных вычислений. Имитационное моделирование и статистическая обработка его результатов позволят получить полноценную картину реакций системы на возмущения, а анализ причин нарушения устойчивости – классифицировать возмущения по характеру их возникновения.

Выявление возмущений, приводящих к нарушению устойчивости, позволит разработать ряд мероприятий, направленных на уменьшение неустойчивого подмножества режимов, и провести технико-экономическую оценку затрат на данные мероприятия.

Библиографический список

1. **Исследование** методов оценки статической устойчивости электротехнических комплексов с возобновляемыми источниками энергии / Е.Н. Соснина, А.В. Шалухо, И.А. Липужин // Возобновляемые источники энергии: материалы Всероссийской науч. конф. с международным участием и IX научной молодежной школы. – М.: Университетская книга, 2014.

2. **Расширение** функциональных возможностей нетрадиционных источников энергии при их работе в автономных режимах и совместно с сетью / Н.Н. Баранов, К.В. Крюков // Возобновляемая энергетика. Пути повышения энергетической и экономической эффективности REENFOR-2014: междунар. форум 10 – 11 ноября 2014 г.

3. **Веников В.А.** Переходные электромеханические процессы в электрических системах. – М.: Высш. шк., 1985.

*Е.В. Курьяков, инж., В.В. Хромов, с.н.с.,
рук. Э.Н. Фоминич, д.т.н., профессор
(ВИ (ИТ), г. Санкт-Петербург)*

УСТРОЙСТВО ЗАЩИТЫ ОТ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ РАДИОПЕРЕДАЮЩИХ СРЕДСТВ, ИСПОЛЬЗУЮЩИХ В КАЧЕСТВЕ АНТЕННЫХ СИСТЕМ ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

На практике воздушные линии электропередачи (ВЛЭП) высокого и сверхвысокого напряжения, помимо своего основного назначения (передачи электрической энергии) могут использоваться в качестве антенных систем. При использовании ВЛЭП в качестве антенных систем они в обязательном порядке должны быть отключены от источников рабочего напряжения.

Подключенные к проводам ВЛЭП радиопередающие средства (РПС) служат для передачи информации при помощи низкочастотных электромагнитных волн. Однако на РПС могут воздействовать атмосферные, коммутационные перенапряжения и перенапряжения, индуктированные соседними высоковольтными ЛЭП, которые представляют серьезную опасность, как для структурных элементов РПС, так и для обслуживающего их персонала. Подключенное к ВЛЭП электрооборудование защищается от перенапряжений устройствами защиты (искровые и вентильные разрядники, нелинейные ограничители перенапряжений и др.), предназначенными целевым назначением для защиты только указанного электрооборудования. Как правило, указанные устройства защиты разрабатываются на номинальные напряжения до 400 вольт с уровнями ограничения (остающимися напряжениями) 1800 – 4500 вольт. Однако уровни стойкости полупроводниковых элементов РПС составляют величины порядка 1200 вольт, что не позволяет обеспечить их защиту перечисленными выше устройствами.

Для защиты обслуживающего персонала и РПС, использующих в качестве антенн провода ВЛЭП от перенапряжений, специалистами ВИ (ИТ) разработан опытный образец комбинированного устройства защиты от перенапряжений (КУЗП). КУЗП состоит из двух ступеней (блоков) защиты – блока варисторов с блоком контроля напряжений и блока индикации.

Защита от перенапряжений, поступающих со стороны ВЛЭП, реализована на основе оксидно-цинковых варисторов, работающих по параллельной схеме и разделенных на две части индуктивно-емкостным фильтром. Такая схема обеспечивает более глубокое ограничение перенапряжений (остающееся напряжение), которое составляет величину 1050 вольт и амплитуде воздействующего импульса тока 20 килоампер с длительностью до 500 микросекунд, что позволяет обеспечить защиту структурных элементов РПС от электромагнитных воздействий. Блок контроля напряжений осуществляет контроль на проводах ВЛЭП напряжений, индуктированных соседними высоковольтными ЛЭП и отключает используемую в качестве антенны ВЛЭП от РПС. Отключение ВЛЭП производится в случае наводимых на ней напряжений с уровнями выше 600 вольт и частотой до 10 килогерц, а также в случае возникновения коротких замыканий в линии (антенне), что обеспечивает защиту обслуживающего персонала от поражения электрическим током. Одновременно блок индикации информирует обслуживающий персонал о наличии и уровне напряжений на ВЛЭП. Технические характеристики КУЗП приводятся в таблице.

Таблица. Технические характеристики КУЗП

Наименование характеристики	Количественное значение
Максимальное рабочее напряжение сети (действующее значение), В	400
Диапазон рабочих частот, Гц	0 – 16
Ток утечки через УЗИП при максимальном рабочем напряжении и частоте 16 Гц, мА	2,0
Максимальная амплитуда импульсов тока молнии при волне 4/50 мкс, кА	20
Уровень ограничения перенапряжений при максимальной амплитуде тока молнии, В	1100
Количество выдерживаемых воздействий импульсов тока без нарушения функциональных способностей (не менее)	20
Максимальная амплитуда коммутационного импульса тока при волне 10/80 мкс, кА	0,2
Уровень отключения при индуцированных перенапряжениях, В (не более)	650
Габаритные размеры, мм	525 x 300 x 215
Масса устройства, кг	10

*А.А. Тишков, ст. преподаватель, А.В. Вязников, адъюнкт,
рук. Э.Н. Фоминич, д.т.н., профессор
(ВИ(ИТ) ВА МТО, г. Санкт-Петербург)*

ПОФИДЕРНЫЙ КОНТРОЛЬ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ИЗОЛИРОВАННОЙ НЕЙТРАЛЬЮ ДО 1000 В

Надежность работы и безопасность эксплуатации распределительных сетей систем электроснабжения с изолированной нейтралью до 1000 В во многом зависит от частоты возникновения однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), которые являются наиболее частым видом повреждения изоляции. Одной из основных мер обеспечения безопасности в электроустановках (ЭУ) является автоматическое отключение, которое срабатывает только при междуфазных замыканиях. Существующие устройства защиты от однофазных замыканий на землю срабатывают при возникновении ОЗЗ, а достаточно длительный период развития дефекта изоляции в месте будущего повреждения в настоящее время не определяется. При замыканиях на землю через некоторое переходное сопротивление автоматическое отключение, основанное на применении максимальной токовой защиты, срабатывать не будет. Данный режим чрезвычайно опасен, так как протекание даже малых токов в локализованных по объему дефектах изоляции может привести к возгоранию.

Контроль изоляции направлен на обеспечение надёжной работы и повышение пожаробезопасности систем электроснабжения (СЭС). Его эффективность зависит от следующих составляющих: достоверности контроля текущего значения эквивалентного сопротивления изоляции СЭС, оперативности определения места повреждения изоляции.

Предварительные исследования, выполнявшиеся на протяжении ряда лет, показали, что процессы электрического старения низковольтной изоляции носят характер сравнительно медленно нарастающих разрушений, завершающихся пробоем. Это позволяет ставить вопрос о своевременном обнаружении нарастающих дефектов на ранних этапах их развития и о предотвращении, таким образом, внезапных отказов СЭС.

Реализация такой функции возможна с помощью принципиально новой системы пофидерного контроля состояния изоляции (ПКСИ). В настоящее время такая система разработана и прошла испытания для сетей с изолированной нейтралью до 1000 В. Существенным отличием системы от используемых устройств, является использование вместо существующих трансформаторов тока датчиков-преобразователей дифференциальных токов нового образца.

Система ПКСИ работает по принципу измерения переменного тока нулевой последовательности, путем преобразования магнитного поля, создаваемого трехфазными токами в контролируемой цепи в аналоговые сигналы, которые преобразуются в цифровые данные. Датчик-преобразователь тока содержит два сигнальных канала. Первый канал является измерительным и включает катушку индуктивности, второй канал включает емкостной трансформатор напряжения. Это обеспечивает измерение двух параметров: дифференциального тока присоединения и сдвига фаз между этим током и напряжением нулевой последовательности. В кабеле с повреждённой изоляцией ток нулевой последовательности отстаёт от напряжения, а соответственно в неповреждённых линиях опережает. Таким образом, датчик-преобразователь осуществляет следующие функции:

- измерение амплитуды тока нулевой последовательности;
- измерение сдвига фазы между напряжением и током нулевой последовательности, что является признаком нарушения изоляции.

Информация о параметрах исследуемых сигналов (сила тока, фазовый сдвиг) по всем контролируемым фидерам распределительного устройства поступает в блок обработки, который вычисляет фидер с самой слабой изоляцией. Помимо этого система ПКСИ осуществляет ряд принципиально новых функций:

- определение кабеля с повреждённой изоляцией;
- обработку данных по заданному алгоритму;
- регистрацию и накопление данных;

- хранение и передачу на верхний уровень управления;
- визуализацию краткой информации.

Использование ПКСИ в составе программно-аппаратного комплекса даёт возможность непрерывного мониторинга состояния изоляции всех контролируемых присоединений распределительного устройства, что необходимо для прогноза возможных ОЗЗ с достаточным для оперативных мероприятий запасом времени.

Результаты проведённых испытаний на экспериментальной базе ВИ(ИТ) показали, что датчик-преобразователь обладает существенной чувствительностью. Установка датчика-преобразователя на цепь заземления и его эффективная работа в этой цепи показала принципиальную возможность модификации системы ПКСИ для распределительных сетей с глухозаземленной нейтралью.

Библиографический список

1. **Системы** контроля изоляции в системах электроснабжения с изолированной нейтралью / А.А. Тишков, А.К.Михайлов, Э.Н. Фоминич, О.Ф. Глухов // Технология ЭМС. – 2007. – № 3 (22).

*П.В. Ганин, студ.,
рук. Н.В. Роженцова, к.т.н., доцент
(КГЭУ, г. Казань)*

НЕГАТИВНОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ПТИЦ НА ЛЭП

Изучение данной проблем только набирает обороты и не рассматривается всерьёз на должном уровне, хотя проблема очень насущная, решение которой несёт в себе большое практическое значение.

Чаще всего птицы гибнут на ЛЭП напряжением 6 – 10 кВ на железобетонных опорах. Это связано с особенностями конструкции таких ЛЭП, птица может сесть на неизолированный провод и коснуться заземлённой части арматуры, что приводит к смерти птицы и последующему постоянному замыканию провода на землю, при застревании птицы между проводом и траверсом. Здесь обнаруживаются две проблемы: отключение линии и гибель редкого вида птицы.

Для решения данной проблемы разработаны ПЗУ (птицезащитные устройства) различных модификаций, предназначенные для исключения возможности гнездования и нахождения птиц на траверсе опоры; сюда входят: специальные ПЗУ и отпугивающие устройства, которые не оказывают вредного воздействия птицам во время работы. Эффективной мерой является также использование самонесущего изолированного провода.

На данный момент нет точной методики по решению данной проблемы, ведь для этого нужно для начала изучить регионы нашей страны, попадающие в зону риска по данной проблеме, а затем уже работать по каждому региону в частности, выявляя участки с наиболее частым гнездованием птиц. Для этого требуется целая работа по исследованию регионов страны.

В России в соответствии со ст. 28 и 56 закона «О животном мире» эксплуатанты ЛЭП несут ответственность за гибель птиц на принадлежащих им линиях и обязаны принимать меры по её предотвращению. На практике большинство ЛЭП в России на данный момент не оборудованы птицевозащитными устройствами, из-за отсутствия чёткой методики подкреплённой законом, хотя понятие «специальное птицевозащитное устройство» законодательно закреплено в Постановлении Правительства Российской Федерации от 13.08.1996 года № 997.

Задачи борьбы от негативного воздействия птиц на ЛЭП актуальны для электроэнергетики. При отключении линии по причине замыкания из-за смерти птицы требует проведения серьезных ремонтно-восстановительных работ, в которых задействовано большое количество техники, а так же требуется немало финансовых средств. Разработку методов решения данной проблемы поддерживают многие организации охраны окружающей среды и защиты животных, так как стоит большая угроза многим редким видам птицам.

Библиографический список

1. **Правила** устройства электроустановок. 7-е изд. Разд. 2.4 и 2.5. – М.: ЭНАС, 2003.
2. **Правила** технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. – М.: СПО ОРГРЭС, 2003.
3. **Правила** техники безопасности при эксплуатации электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
4. **Зеличенко А.С.**, Смирнов Б.И. Устройство, эксплуатация и ремонт воздушных линий электропередачи. – М.: Высш. шк., 1966.
5. **Поздняков А.С.**, Чулонин А.Ю. Моделирование линий электропередач. – 2013.

*И.Н. Кривихин, студ.,
рук. В.М. Дашков, к.т.н.
(СамГТУ, г. Самара)*

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В СИСТЕМАХ ОСВЕЩЕНИЯ БЮДЖЕТНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

В последнее время значительное внимание уделяется вопросам экономии электрической энергии (ЭЭ). Во многих публикациях, указаниях и нормативных документах указываются различные мероприятия, направ-

ленные на экономию ЭЭ. В данной работе на основе опыта выполнения энергетических обследований ряда объектов бюджетной сферы (учебные и медицинские учреждения) рассматриваются некоторые малозатратные мероприятия по уменьшению расхода электроэнергии в системах освещения.

1. Рациональное использование общего и местного освещения в помещениях, рассчитанных на несколько рабочих мест.

Часто в конкретном помещении в течение относительно длительного времени часть сотрудников (работников) отсутствует, поэтому возможно отключение части светильников общего освещения в помещениях площадью от 15 до 20 м² и включение настольных ламп. Расчет показывает, что при этом достигается экономия ЭЭ от 80 до 110 кВт/ч в год.

2. Реконструкция схемы электрической сети системы освещения, направленная на повышение гибкости управления осветительными приборами.

Часто в помещениях одним выключателем отключаются либо одновременно все светильники (4 – 10 шт.), либо количество выключателей недостаточно для оперативного управления источниками света. Возможность реализации данного мероприятия обусловлена тем, что часть рабочих мест в определенное время суток получает достаточный уровень освещенность от естественного освещения, а также тем, что часть сотрудников отсутствует на рабочих местах, а в учебных заведениях, особенно в ВУЗах, заполняемость аудитории не всегда равномерна.

Монтаж одного-двух дополнительных выключателей позволяет снизить расход ЭЭ в конкретном помещении на 10 – 17 %.

На наш взгляд указанное мероприятие можно применить в системах освещения объектов различного назначения, и они являются дополнением к мероприятиям, основанным на применении наиболее эффективных источников света (светодиодные светильники, индукционные лампы и т.п.).

*Л.Р. Сафина, студ.,
рук. Н.В. Роженцова, к.т.н., доцент
(КГЭУ, г. Казань)*

САНАЦИЯ ЖИЛИЩНОГО ФОНДА КАК ОДИН ИЗ ВАРИАНТОВ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ

Проблема энергосбережения в ЖКХ на сегодняшний день очень актуальна. Жилищно-коммунальное хозяйство является одной из самых затратных отраслей российской экономики, в которой энергоресурсы используются нерационально. ЖКХ основная отрасль, которая обеспечи-

вадет надлежащий уровень социального комфорта и основных бытовых потребностей населения, поэтому организация энергосбережения позволит существенно сократить энергозатраты и сэкономить природные ресурсы.

Проблема износа жилищного фонда Российской Федерации и несоответствие его современным требованиям по энергосбережению обсуждалась неоднократно и на разных государственных уровнях. Одним из вариантов решения этой проблемы является санация жилищного фонда.

Санация – это комплексное проведение мероприятий с учетом технических, экономических и социальных факторов жилого дома, с целью повышения энергоэффективности дома. Санация приводит к долговременной экономии энергии, ресурсов и сокращения потерь.

Опыт санации крупнопанельных жилых домов в Восточной Германии за последние 10 лет показал, что в зависимости от конструкции наружных панелей достигается экономия расхода энергии на отопление от 30 до 70%.

К реконструкции и модернизации жилищного фонда нужно подходить комплексно с учетом интересов всех участников данного процесса – от инвестора до конечного жильца. Расходы по проведению санации с использованием компонентов дома, конечно же, очень сильно зависят от самого дома. Если эти расходы сравнить с экономией расходов на приобретение энергии, то подобная санация кажется экономически выгодной. Причем жители получают еще и приятный климат внутри помещения, здоровый качественный воздух и высокую степень безопасности от повышения цен на энергоносители. В связи с этим была предложена схема реализации проекта и возможные источники финансирования энергоэффективных мероприятий.

Энергоэффективные мероприятия, используемые в санации, подразделяются на низкозатратные (применение распределителей тепловых затрат (аллокаторов), терморегулирующих и термостатических вентилей (ТРВ), простое утепление) и средне- и высокозатратные (теплоизоляция стен, замена старых окон на энергосберегающие окна). Предложенные мероприятия по энергосбережению позволят сократить энергопотребление в среднем на 30 – 45 % в год.

Библиографический список

1. **Исаченко В.П.**, Осипова В.А., Сукомел А.С. Теплопередача. – Л.: Энергия, 1964.
2. **Кирдяшкин А.Г.**, Полежаев В.И., Федюшкин А.И. Тепловая конвекция в горизонтальном слое при боковом подводе тепла // Гидроаэромеханика и космические исследования. – М.: Наука, 1985.
3. **Маляренко В.А.**, Орлова Н.А. Анализ критерия энергоэффективности зданий и сооружений // Научно-практический журнал Украины: Интегрированные технологии и энергосбережение (Интегровани технології та енергозбереження). – 2004.

4. **Матвеев Е.П.,** Мешечек В.В. Технические решения по усилению и теплозащите конструкций жилых и общественных зданий (чертежи, узлы, детали, расчеты, технология производства). – М.: Москва, 1998.

5. **Хамзин С.К.,** Карасев А.К. Технология строительного производства. Курсовое и дипломное производство. – М.: Высш. шк., 1989.

6. **Ачкасов И.А.,** Пушкарь Т.А. Энергосбережение и энергосберегающие технологии: перспективы инновационного развития // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2011. – № 8 (52). – Т. 4.

*Л.И. Сираев, студ.,
рук. Н.В. Роженцова, к.т.н., доцент
(КГЭУ, г. Казань)*

ОБЛЕДЕНЕНИЕ. БОРЬБА С ОБЛЕДЕНЕНИЕМ ЛЭП

Транспортировка электроэнергии от электростанции к потребителям является одной из важнейших задач энергетики. Электроэнергия поставляется преимущественно по воздушным линиям электропередачи, а эффективность и надежность передачи энергии в свою очередь определяется состоянием сетей электроснабжения.

В регионах России со сложными климатическими условиями при строительстве новых линий передач электрической энергии необходимо учитывать атмосферные и климатические факторы. Одним из таких факторов является атмосферное обледенение.

Проблема борьбы с обледенением проводов линий электропередач общеизвестна и особенно актуальна в регионах с высокой влажностью и низкими температурами, так как сильные ветра, резкие перепады температуры воздуха и ледяные дожди способствуют интенсивному ледообразованию на проводах воздушных линий. Опасность данного явления заключается в том, что образовавшиеся на его поверхностях ледяные наросты приводят к изменению заложенных при проектировании характеристик конструкций, что приводит к нежелательным последствиям в виде обрывов проводов, тросов, разрушения арматуры, изоляторов и даже опор воздушных линий.

Проектирование воздушных ЛЭП очень сложный процесс, в котором основной тонкостью является точный расчет и соблюдение натяжения кабеля, а также необходимое провисание в конкретных условиях эксплуатации. Поэтому при расчете натяжения кабеля учитываются воздействующие на него гравитационные и ветровые нагрузки.

Создание полной математической модели на ранних стадиях проектирования воздушных линий, способной описать процессы обледенения

при различных условиях и аэродинамики обледененного тела, является важной и чрезвычайно сложной инженерной задачей. В результате оценки возможных последствий обледенения ЛЭП применяются меры по их профилактике или же ликвидации.

Традиционными основными мероприятиями борьбы с наледью на ЛЭП являются: нанесение антиобледенительных покрытий, профилактический прогрев, как средства защиты против обледенения, а так же удаление уже образовавшейся наледи с проводов и тросов электрическим током или механическим способом. У каждого способа есть свои достоинства и недостатки применения, которые следует учитывать, используя их в определенных климатических условиях по отдельности или же совместно.

Задачи борьбы с обледенением актуальны для электроэнергетики. Образование на проводах ледяного покрова ежегодно повреждает сотни участков линий электропередач, выводит из строя трансформаторные подстанции. Все это требует проведения серьезных ремонтно-восстановительных работ, в которых задействовано большое количество техники, а так же требуется не мало финансовых средств. В связи с этим работы по профилактике и устранению обледенений на линиях не просто рекомендованы, а необходимы.

Библиографический список

1. Поздняков А.С., Чулонин А.Ю. Моделирование линий электропередач. – 2013.

*А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин, аспиранты, И.А. Лукичева, маг.,
А.Б. Лоскутов, д.т.н., профессор
(НГТУ, г. Нижний Новгород)*

АЛГОРИТМИЗАЦИЯ УНИВЕРСАЛЬНОГО ТРЕХЛУЧЕВОГО УЗЛА НАГРУЗКИ ГЕКСАГОНАЛЬНОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Тенденции к интеллектуализации электрических сетей и унификации конструктивно-топологических решений говорят о необходимости смены парадигмы построения сетей и организации системы управления потоками мощности.

Авторами предложена политика построения и новый принцип организации распределительных сетей крупных городов с высокой плотностью нагрузки – гексагональные распределительные сети (ГРС) [1, 2]. ГРС отвечают требованиям активно-адаптивных сетей благодаря воз-

возможности менять свою конфигурацию в зависимости от текущего режима, причем типовые алгоритмы управления функционированием позволяют создать полностью автоматическую сеть. Управление режимами работы сети, топологией и перераспределением нагрузки между источниками возможна за счет алгоритмизации узлов нагрузки ГРС (УН ГРС), которые в совокупности создают топологию в виде правильных шестиугольников (рис. 1, а).

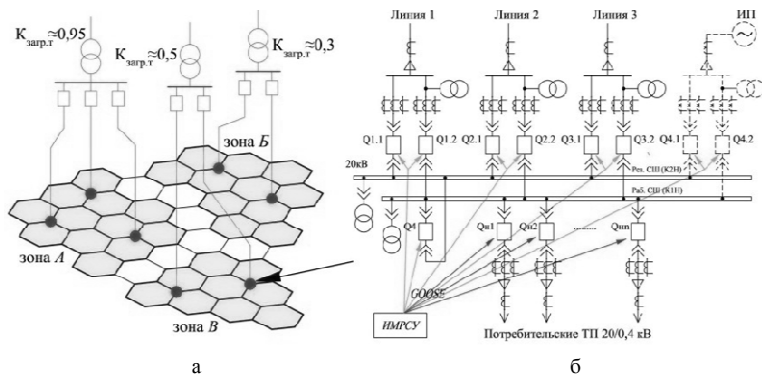


Рис. 1. Принципы формирования узлов нагрузки

Известные методы расчета установившихся режимов, основанные на матричных методах, весьма трудоемки и расчет сети, даже малого размера, занимает значительное машинное время на ЭВМ. Это говорит о том, что они не работают в реальном времени и использование их в алгоритмах определения величин токов и напряжений ГРС ставится под сомнение.

Принципиальная схема УН ГРС (рис 1, б) простая, наглядная, имеет ограниченное количество вариантов состояния и поэтому легко алгоритмируется. Всевозможные состояния узла нагрузки можно описать с помощью матрицы состояний. В ней каждому состоянию УН ГРС соответствует вектор параметров, который отражает состояние коммутационных аппаратов, комплексы мгновенных значений токов в линиях и напряжений на шинах узла. Выход какого-либо значения вектора параметров из нормального диапазона (значение тока или напряжения) приводит к переходу узла нагрузки к новому вектору параметров, который может содержать иное состояние коммутационных аппаратов, что в итоге ведет к изменению состояния и режима ГРС. Алгоритм перехода одного вектора параметров к другому определяется матричным оператором [С], определяемым эмпирическим путем на основе моделирования режимов ГРС заданной размерности.

$$[A] \cdot [C] = [B], \quad (1)$$

где $[A]$ – исходный вектор параметров УН ГРС; $[B]$ – вектор параметров после происшествия; $[C]$ – матричный оператор перехода.

Алгоритм принятия решения по откл./вкл. ветвей узла нагрузки при изменении динамики нагрузки в общем виде включает в себя два критерия: режим сохранения сети; режим сохранения потребления узла. Комплексные токи в каждой ветви, при поочередном отключении смежных ветвей, можно выразить по первому закону Кирхгофа:

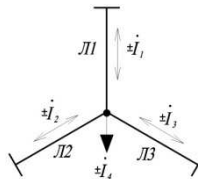


Рис. 2. Комплексное представление токов в УН

$$\sum I_k^n = 0, \quad (2)$$

где k – номер ветви; n – номер отключенной смежной ветви.

При поочередном отключении ветвей резерв по пропускной способности каждой ветви в относительных величинах можно определить по выражению:

$$\Delta I_k^n = \frac{I_{\max k} - |I_k^n|}{I_{\max k}}, \quad (3)$$

где $I_{\max k}$ – предельный длительно допустимый ток для ветви.

Принятие решения по выбору отключаемой линии определяется индикатором, показывающим наименьшую разность резервов в смежных линиях при отключении k -й ветви:

$$\Delta I_{.lk} = |\Delta I_{k2}^{n2} - \Delta I_{k1}^{n1}| = \min, \quad (4)$$

где ΔI_{k2}^{n2} и ΔI_{k1}^{n1} – возможные варианты резервов.

Наименьшее значение $\Delta I_{.lk}$ определяет равномерность загрузки оставшихся в работе линий УН ГРС.

Узловым элементом, осуществляющим защиту, управление, коммуникацию со смежными узлами и источниками (узлами более высокого уровня), является интегрированный модуль распределенной системы управления (ИМРСУ). В блок ИМРСУ поступают аналоговые сигналы от измерительных органов ($ia, ib, ic, io, Ua, Ub, Uc, Uo$), характеризующие

режим работы ГРС в данном УН, логические сигналы в виде «уставок» по току ($i_{min,max}$) и «уставок» по напряжению ($U_{min,max}$), дискретные сигналы от коммутационных аппаратов узла нагрузки («нуль» (0) – выключен, «единица» (1) – включен) и сигналы от ИМРСУ смежных узлов.

Предложенный принцип алгоритмизации УН ГРС по изменению динамики нагрузки позволит осуществить превентивное управление режимами работы ГРС и станет основой построения и развития системы управления ГРС.

Библиографический список

1. **Лоскутов, А.Б.** Топология городских распределительных интеллектуальных электрических сетей 20 кВ // А.Б. Лоскутов, Е.Н. Соснина, А.А. Лоскутов / Промышленная энергетика. – 2012. – № 5. – С. 11 – 17.
2. **Лоскутов, А.Б.** Интеллектуальные распределительные сети 10 – 20 кВ с гексагональной конфигурацией // А.Б. Лоскутов, Е.Н. Соснина, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин / Промышленная энергетика. – 2013. – № 12. – С. 3 – 7.
3. **Лоскутов, А.Б.** Особенности автоматического функционирования узловых подстанций гексагональных электрических распределительных сетей 20 кВ / А.Б. Лоскутов, А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин // Фёдоровские чтения – 2014: материалы XLIV Междунар. науч.-практ. конф. (Москва, 12 – 14 ноября 2014 г.). – М.: Изд-во МЭИ, 2014. – С 19 – 24.

*Е.В. Крюков, А.П. Шашкин, аспиранты,
Л.Е. Веселов, магистрант,
рук. Е.Н. Соснина, д.т.н., доцент
(НГТУ, г. Нижний Новгород)*

РАЗРАБОТКА ГИБРИДНОГО ИСТОЧНИКА ЭНЕРГИИ НА ТВЕРДОКСИДНЫХ ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ

Основными требованиями, предъявляемыми к системам электрообеспечения ответственных потребителей, являются высокая надежность, бесперебойность, высокое качество электроэнергии, безопасность, экономичность и экологичность. Источником электроэнергии, максимально удовлетворяющим данным требованиям, может стать энергоустановка (ЭУ) на основе топливных элементов (ТЭ) [1].

Важной особенностью ЭУ на основе ТЭ является использование принципа прямого преобразования химической энергии топлива в электрическую энергию, минуя традиционные стадии преобразования (химическая – тепловая – механическая – электрическая) [2]. Топливо для электрохимической реакции подается в ТЭ извне [3]. Экономичность таких энергоустановок почти вдвое выше, чем у традиционных ЭУ, КПД

может достигать 85 % с учетом утилизации тепла. Из-за отсутствия непосредственного химического контакта топлива с окислителем количество вредных выбросов ЭУ на ТЭ почти в 100 раз ниже традиционных ЭУ.

Анализ характеристик существующих типов ТЭ показывает, что для широкомасштабного применения в энергетике наиболее перспективны ЭУ на базе твердооксидных топливных элементов (ТОТЭ) [2, 4].

В Нижегородском государственном техническом университете разрабатывается гибридный источник электроэнергии на основе твердооксидных топливных элементов, предназначенный для надежного бесперебойного электроснабжения, как автономных потребителей, так и потребителей, подключенных к централизованной электрической сети. В его состав входят:

1) система генерирования – электрохимический генератор на основе твердооксидных топливных элементов (ЭХГ на ТОТЭ);

2) система накопления на основе аккумуляторной батареи (АБ) и емкостного накопителя;

3) преобразователь распределения токов между элементами систем генерации, накопления и нагрузки;

4) активно-адаптивная система управления.

Основу электрохимического генератора составляют твердооксидные топливные элементы. Разрабатываемые технологические принципы изготовления модульного ЭХГ объединяют положительные свойства плоских и трубчатых элементов и позволяют получать новые потребительские свойства электрохимических устройств. Предлагаемая технология изготовления основы ТОТЭ позволяет снизить себестоимость на один-два порядка по сравнению с традиционной.

Система накопления электрической энергии, обеспечивающая повышенную мощность по сравнению с аккумуляторными батареями за счёт параллельного присоединения конденсаторов высокой ёмкости, включает преобразователь контроля, регулирования и перераспределения токов заряда/разряда аккумуляторов и конденсаторов. Преобразователь обеспечивает перераспределение токов элементов гибридного накопителя в зависимости от величины мгновенной мощности нагрузки. Аккумуляторные батареи реализованы на основе высокеемких щелочных никель-кадмиевых аккумуляторов с безламельными электродами, которые в настоящее время являются наиболее перспективными для использования в составе систем автономного энергообеспечения и источниках бесперебойного питания. В батарее аккумуляторов происходит накопление электроэнергии из сети в период снижения нагрузки сети ниже номинального уровня и отдачи ее в сеть. В период возрастания нагрузки выше

номинального уровня АБ отдает запасенную электроэнергию в сеть. Емкостный накопитель предназначен для компенсации кратковременных колебаний напряжения сети.

Активно-адаптивная система управления (ААСУ) преобразователем распределения токов между элементами гибридного накопителя включает программное и аппаратное обеспечение. Наличие ААСУ позволяет отнести разрабатываемое устройство к классу интеллектуальных гибридных источников энергии.

Библиографический список

1. **Сомов С.И.** Состояние исследований, разработок и практического применения твердооксидных топливных элементов / С.И. Сомов // Твердооксидные топливные элементы и энергоустановки на их основе: сб. статей. – Черногловка, 2010.
2. **Коровин Н.В.** Топливные элементы и электрохимические энергоустановки / Н.В. Коровин. – М.: Изд-во МЭИ, 2005.
3. **Хорошев В.Г.** Разработка, изготовление и поставка опытного образца электрохимического генератора на основе высокотемпературных твердооксидных топливных элементов / В.Г. Хорошев // Твердооксидные топливные элементы и энергоустановки на их основе: сб. статей. – Черногловка, 2010.
4. **Киселев И.В.** Повышение энергетической эффективности твердооксидных топливных элементов и обоснование их применения для энергоснабжения потребителей малой мощности: автореферат дис. ... канд. техн. наук: 05.14.01 / И.В. Киселев – ФГУП «Российский федеральный ядерный центр Всероссийский научно исследовательский институт экспериментальной физики», 2013.

*В.С. Романов, асп.,
рук. В.Г. Гольдштейн, д.т.н., профессор
(СамГТУ, г. Самара)*

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЮ РОССИЙСКИХ МЕГАПОЛИСОВ С УЧЕТОМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВТСП ТЕХНОЛОГИЙ

Крупнейшие города с населением более миллиона жителей (мегаполисы, далее МП) характеризуются высокой плотностью электрических нагрузок – до $20 \div 30$ МВА/км² в центральных районах города и окружающих районов (агломераций), большим количеством разнотипных потребителей с повышенными категориями, расположенных на ограниченной территории,

К системам электроснабжения (СЭС) МП, которые обеспечивают совместную работу разнообразных источников питания и электротехнических комплексов потребления предъявляется ряд жестких требований.

Реализация этих требований в настоящее время осуществляется в условиях ограниченности и крайне высокой стоимости свободных территорий внутри МП, необходимых для возведения новых линий электропередач и подстанций ВН и СВН, повышения требований к архитектурному облику существующих и вновь возводимых сетевых объектов, увеличения выбросов промышленных предприятий и автотранспорта МП, загрязняющих основную изоляцию открыто стоящего электрооборудования станций и подстанций и др. [3].

Поэтому необходимо рассматривать вопросы и перспективы применения принципов, а в ряде случаев уже проблемы реального использования инновационного электрооборудования, построенного, в частности, на использовании эффекта высокотемпературной сверхпроводимости (ВТСП) [1].

Можно констатировать, что технические и массоэнергетические показатели ВТСП оборудования уже в настоящее время сопоставимы с действующими аналогами, однако их стоимость на начальных этапах опытного применения пока еще существенно выше. Тем не менее, можно видеть неоспоримые преимущества ВТСП электроустановок. Так, например, для силовых ВТСП трансформаторов, особенно тех, что предназначены для распределительных сетей (мощностью $100 \div 2500$ кВА), характерно: снижение нагрузочных потерь электроэнергии (до 10 раз) и расходов на охлаждение, пожароопасности, экологическую чистоту за счет отсутствия масляного охлаждения и др.

Также важно отметить, что трансформаторы с эффектом ВТСП работают и как токоограничивающие устройства.

Аналогичных примеров можно привести много, однако, помимо плюсов использования инновационного электрооборудования, возникает ряд вопросов и, прежде всего, в технологической подготовке производства, опытно-конструкторских решений и, наконец, во внедрении и коренных изменениях в организации эксплуатации [3, 4].

Выводы

1. В представленной работе сделана попытка постановки и формулировки проблем электроснабжения современных мегаполисов и поиск путей ее решения на основании использования современных ВТСП технологий.

2. Незнученность влияния параметров нового российского и зарубежного, в частности, ВТСП электрооборудования требует обоснованной оценки, как свойств самих электроустановок, так и их влияний на СЭС МП в целом.

3. Технические и массоэнергетические показатели ВТСП оборудования уже в настоящее время сопоставимы с действующими аналогами, однако их стоимость на начальных этапах опытного применения пока еще существенно выше.

4. ВТСП электроустановки обеспечивают комплекс новых возможностей. Так ВТСП силовые трансформаторы являются эффективным оперативным средством ограничения величины тока при КЗ и повышения устойчивости.

Библиографический список

1. **Сверхпроводимость** в электромеханики и электроэнергетике / В.С. Высоцкий, К.В. Илюшкин, Л.К. Ковалев, В.Е. Сытников // *Электричество*. – 2005. – № 7. – С. 69 – 71.
2. **Александров Н.В.** Исследование влияния сверхпроводниковых трансформаторов на режимы электроэнергетических систем. Дисс. канд. техн. наук. – Новосибирск, 2014.
3. **Александров Н.В.** Ограничение токов короткого замыкания с помощью трансформаторов с высокотемпературными сверхпроводящими обмотками / В.З. Манусов, Н.В. Александров // *Известия ТПУ*. – 2013. – № 4. – С. 100 – 105.
4. **Гольдштейн В.Г.**, Кузнецов Д.В., Романов В.С. Применение инновационных типов электрооборудования в системах электроснабжения современных мегаполисов // *Известия высших учебных заведений. Электромеханика*. – 2014. – № 3. – С. 23 – 25.
5. **Wolsky A.M.** An overview of flywheel energy systems with HTS bearing // *Superconductive science technology*. – 2002. – Vol. 15. – P. 125 – 129.

*М.К. Иванов, С.Г. Зиновьев, студенты,
рук. Е.А. Чащин, к.т.н., доцент
(КГТА, г. Ковров)*

ФИЛЬТР ВЫСШИХ ГАРМОНИК УСТРОЙСТВ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

Согласно Постановление Правительства РФ от 15 апреля 2014 г. № 321 «Об утверждении государственной программы Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» установлен переход на энергосберегающие технологии. Это вызвало увеличение числа мощных потребителей и в первую очередь в системах освещения, оснащенных электронными преобразователями, что вызывает рост не симметрии в 3-х фазной сети, появлению несинусоидальных токов и напряжений [1]. Возникновение в сети высших гармоник, оказывает отрицательное влияние на качество электроэнергии [2].

Для оценки влияния работы энергосберегающих источников освещения, а именно компактных люминесцентных ламп (КЛЛ) типа и LED-светильников на качество электропитания промышленных зданий

проведены сравнительные испытания, направленные на оценку амплитуды высших гармоник, появляющихся в нейтральном проводе при трехфазной симметричной и несимметричной нагрузке однотипными потребителями. Осциллографирование тока нейтрали при соединении источников и приемников звездой выполняли посредством регистрации сигнала цифровым осциллографом Vallemant, включенным на обмотки шунта. Регистрация тока, напряжения и мощности потребляемых нагрузкой выполнялась комплектом К501.

Известно, что в традиционных лампах накаливания отсутствует встроенный источник питания, который мог бы влиять на генерацию высших гармоник. Поэтому для оценки качества сети, используемой в эксперименте (рис. 1) за базовый принимали ток, текущий через нейтральный провод при симметричном включении звездой традиционных ламп накаливания. Видно, что в настоящее время уже имеет место влияние высших гармоник, амплитуда которых достигала 5 В.

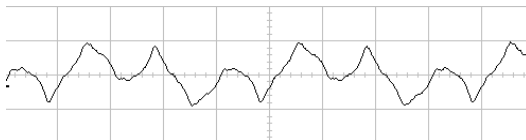


Рис. 1. Осциллограмма равномерной нагрузки ламп накаливания (5 В, 5 мс)

Результаты эксперимента показали, что наибольшее влияние высших гармоник наблюдается при несимметричном нагружении осветительной сети. При включении в режиме несимметричной нагрузки LED наблюдали изменение характера нагрузки. Коэффициент мощности ухудшается в 2 раза с 0,98 до 0,57. При этом встроенный источник питания имеет емкостной характер. При не симметричной нагрузке LED не сопровождается значимым изменением амплитуды высших гармоник (рис. 2). При включении в режиме не симметричной нагрузки ККЛ так же наблюдали изменение характера нагрузки. Коэффициент мощности ухудшается в 1,5 раза с 0,98 до 0,65. При этом встроенный источник питания имеет емкостной характер. При симметричной нагрузке ККЛ сопровождается изменением амплитуды высших гармоник до 6 В (рис. 3).



Рис. 2. Осциллограмма неравномерной нагрузки фазы LED (5 В, 5 мс)

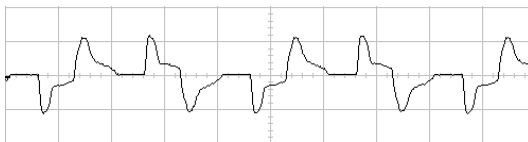


Рис. 3. Осциллограмма неравномерной нагрузки фазы ККЛ (5 V, 5 ms)

Из графиков осциллограмм видно, что в светодиодных и люминесцентных ламп присутствуют высшие гармоники. Это делает актуальным разработку фильтра высших гармоник для снижения влияния устройств энергоэффективного освещения на качество электроэнергии. В работе предложено устройство фильтра высших гармоник.

Библиографический список

1. **Чашин Е.А.** Энергосбережение и повышение энергетической эффективности на машиностроительном предприятии: учеб. пособие / Е.А. Чашин, Ю.В. Молокин, Н.П. Бадалян. – Ковров: ФГБОУ ВПО «КГТА им. В.А. Дегтярева», 2014.

2. **Дрехслер Р.** Измерение и оценка качества электроэнергии при несимметричной и нелинейной нагрузке. Пер. с чешск. – М.: Энергоатомиздат, 1985.

СЕКЦИЯ 15

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИЗАЦИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Председатель – к.т.н., доцент **Лебедев В.Д.**

Секретарь – ассистент **Филатова Г.А.**

*В.О. Кириллов, студ.,
рук. Е.С. Шагурина, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

О ВВОДЕ В ЦИКЛЕ ОАПВ СТУПЕНЕЙ РЕЗЕРВНЫХ ЗАЩИТ В ТЕРМИНАЛАХ 7SA5XX, 7SD5XX ПРОИЗВОДСТВА ООО «СИМЕНС»

Селективная защита воздушных и кабельных линий электропередачи как с односторонним, так и с многосторонним питанием в радиальных, кольцевых и в смешанных сетях любого класса напряжения может быть организована на базе микропроцессорных терминалов 7SA5XX и 7SD5XX производства ООО «Сименс». Устройство 7SA5XX представляет собой защиту относительной селективности (ЗОС), которое обеспечивает функцию дистанционной защиты всей системы и функций, которые обычно требуются для реализации защиты силовых линий. В устройстве защиты 7SD5XX в качестве защиты абсолютной селективности реализована дифференциальная токовая защита и в качестве ЗОС – комплект ступенчатых защит (КСЗ). Оба устройства подходят для применения при однофазных и трехфазных отключениях в циклах автоматического повторного включения (ОАПВ и ТАПВ).

Для обнаружения бестоковой паузы цикла ОАПВ в терминалах 7SA5XX, 7SD5XX используется специальная функция определения отключённых фаз линии. При обнаружении отключённой фазы выполняются следующие действия:

- блокируются или переводятся в ненаправленный режим ступени токовой защиты нулевой последовательности (ТЗНП), не отстроенные от цикла ОАПВ;
- блокируются петли измерений ДЗ, связанные с отключённой фазой. Например, при отключении фазы А блокируются петли измерений

АО, АВ, СА. Петли измерений В0, С0, ВС остаются в работе, обеспечивая защиту остающихся в работе фаз В и С.

Во многих проектах выполнения комплексов РЗА в России на терминалах производства ООО «Сименс» с помощью СФС-логики (свободно программируемая логика) на время бестоковой паузы цикла ОАПВ реализуется ввод первой ступени ДЗ Z1В, действующей без выдержки времени (ускоряемой ступени). При этом появляется зона неселективной работы при КЗ на шинах противоположной ПС и на начальных участках всех присоединений, отходящих от шин противоположной ПС. При использовании же заводской логики блокирования петель измерений ДЗ, связанных с отключённой в цикле ОАПВ фазой, остающиеся в работе фазы в бестоковую паузу цикла ОАПВ при любых видах КЗ и так будут селективно отключаться без выдержки времени на всей длине защищаемой линии и без ввода на это время Z1В. Таким образом, логикой, реализованной разработчиками терминалов, не предусмотрена возможность ввода Z1В в цикле ОАПВ.

В отдельных проектах, кроме ввода Z1В, в бестоковую паузу цикла ОАПВ предусматривается и ввод 3 ступени ТЗНП (3I0>). Это усложняет параметрирование, логику функционирования 3 ступени ТЗНП, которая в данном случае реализуется с использованием СФС-логики, что, при использовании заводской логики, также излишне.

Если все же на терминалах производства ООО «Сименс» выполняется ввод на время бестоковой паузы цикла ОАПВ ступени Z1В, 3 ступени ТЗНП (3I0>), необходимо учитывать следующее.

1. Уставка Z1В по сопротивлению, как правило, всегда отстроена от максимального нагрузочного режима защищаемой линии. 3 ступень ТЗНП в этом случае можно использовать только тогда, когда её уставка по току отстроена от максимального нагрузочного тока защищаемой линии.

2. Ступень Z1В будет всегда запускаться, если измеренное сопротивление попадает в её характеристику вне зависимости от наличия/отсутствия сигнала ввода (разрешения действия). При однофазном КЗ на защищаемой линии она обязательно будет запускаться, если используется для всех видов КЗ. Запустится и 3 ступень ТЗНП. При отключении повреждённой фазы Z1В возвращается только спустя 20 – 25 мс после отключения тока КЗ, 3 ступень ТЗНП возвращается через 35 – 45 мс.

Таким образом, ввод в бестоковую паузу цикла ОАПВ ускоряемой ступени Z1В и 3 ступени ТЗНП (3I0>) не обязателен. Если же эти ступени вводятся, то требуется специальное их параметрирование для исключения срывов цикла ОАПВ.

**В.В. Можжухина, асс.,
рук. Л.М. Колесов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)**

АНАЛИЗ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ РЕЗЕРВНОЙ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ, ИСПОЛЬЗУЮЩЕЙ СУММУ ТОКОВ ДВУХ СТОРОН, НА ЛИНИИ С НЕСКОЛЬКИМИ ОТВЕТВЛЕНИЯМИ

Для повышения чувствительности дистанционной защиты (ДЗ) линии [1] к коротким замыканиям на стороне низшего напряжения (НН) трансформатора ответвления предлагается выполнить дополнительное реле сопротивления, включаемое на сумму токов двух питающих концов линии и напряжение одной из сторон, математически смещенное к месту ответвления. Замер измерительного органа сопротивления (ИОС) в этом случае определяется выражением:

$$Z_{зам} = \frac{\dot{U}_ш - \dot{I}_1 \cdot Z_1}{\dot{I}_1 + \dot{I}_2},$$

где $\dot{U}_ш$ – напряжение на шинах подстанции в месте установки защиты, Z_1 – сопротивление участка линии до ответвления, \dot{I}_1 – ток в линии со стороны установки защиты, \dot{I}_2 – ток противоположного конца линии. Для повышения чувствительности при двухфазных коротких замыканиях (КЗ) на стороне НН трансформаторов ответвления данный ИОС включается на фазные величины.

В работе исследуется функционирование предлагаемого ИОС при наличии на линии нескольких ответвлений. Разработана математическая модель участка сети с линией с 2-мя ответвлениями, составлена система уравнений и получено ее решение. В математической модели наличие на линии нескольких ответвлений заменялось двумя ответвлениями, одно из которых являлось защищаемым трансформатором, а второе – эквивалентным сопротивлением остальных трансформаторов ответвлений. В результате расчетов получены замеры ИОС в нагруженном режиме и при КЗ на стороне НН трансформатора одного ответвления с учетом нагруженного режима другого ответвления.

Исследования проводились для случаев установки на ответвлениях трансформаторов мощностью от 2,5 до 80 МВА.

Выявлено, что соотношение мощностей и углов ЭДС питающих систем, соотношение сопротивлений участков линий и систем оказывают малое влияние на замер сопротивления.

Существенное влияние на замер ИОС оказывают нагрузка эквивалентного ответвления, $\cos \varphi$ нагрузки, переходное сопротивление в месте КЗ и РПН трансформаторов.

Результаты исследований показали, что КЗ за трансформатором большей мощности выявляется во всех случаях.

При наличии трех-четырех трансформаторов ответвлений одинаковой мощности ИОС обеспечивает достаточную чувствительность при КЗ на стороне НН трансформатора каждого из ответвлений, при этом характеристика срабатывания может иметь прямоугольную форму.

При металлическом КЗ на стороне НН трансформатора ответвления меньшей мощности область замеров ИОС сближается с областью замеров нагрузочного режима. Поэтому несрабатывание в режимах без КЗ целесообразно обеспечить с помощью угла отстройки от режима нагрузки, причем большое значение имеет величина запаса по углу.

Существенное влияние на замер ИОС оказывает $\cos \varphi$, который зависит от состава и графика нагрузки. При отношении мощности нагрузки к мощности поврежденного трансформатора менее 20 можно обеспечить чувствительность ИОС и при КЗ на стороне НН трансформатора меньшей мощности. При большей величине этого соотношения и достаточном запасе по углу отстройки обеспечить чувствительность защиты бывает затруднительно.

При достаточно большом соотношении мощностей трансформаторов ответвлений возможно выполнить две характеристики срабатывания и определить, на стороне НН какого из трансформаторов произошло КЗ.

Библиографический список

1. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. – М.: Энергия, 1976.
2. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 7: Дистанционная защита линий 35 – 330 кВ. – М.: Энергия, 1966.

*О.Ю. Шишулин, студ.,
рук. О.В. Фролова, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕЛЕОТКЛЮЧЕНИЯ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ПОВРЕЖДЕНИЙ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 110 – 220 КВ

Для сохранения устойчивой работы электроэнергетических систем и снижения ущерба потребителей необходимо быстрое отключение повреждения на линиях электропередачи (ЛЭП). Для этого применяются такие средства автоматического управления, как телеускорение и телеотключение.

В настоящее время на воздушных линиях 110 – 220 кВ в основном применяется взаимное телеускорение (ТУ) ступеней резервных защит, вместо него предлагается применять телеотключение (ТО) противоположного конца ЛЭП от выходных реле комплекта ступенчатых защит (ДЗЛ + КСЗ или ДФЗ + КСЗ), воздействуя непосредственно на электромагнит отключения выключателя без контроля команды телеотключения защитами.

В основе действия ТУ лежит ускорение ступеней защит от междуфазных коротких замыканий (КЗ) и от коротких замыканий на землю, охватывающих всю линию, до действия без выдержки времени, при срабатывании аналогичных защит на противоположном конце ЛЭП.

Телеускорение имеет ряд недостатков:

- при ТУ необходима блокировка от реверса мощности;
- при переходе КЗ с одной линии на другую (для параллельных ЛЭП) взаимное ТУ может отказать из-за блокировки от реверса мощности;
- ТУ не срабатывает при полном отказе защит с одной из сторон защищаемой линии;

– некоторые приемопередатчики, работающие по высокочастотному (ВЧ) каналу, позволяют передавать в реальном времени только одну команду, в связи с чем требуется объединять ТУ защит от междуфазных КЗ и от КЗ на землю, так как ТУ при работе по ВЧ каналу требует передачи команды на время существования сработавшего состояния ступеней.

Для защиты ВЛ от КЗ на землю использовались токовые направленные защиты нулевой последовательности (ТЗНП), ток в данных защитах зависит от конфигурации сети, вследствие чего невозможно иметь перекрываемые с двух сторон ступени, не выходящие за пределы защищаемой ЛЭП. В силу этого недостатка ТЗНП не было возможности осуществить ТО и было необходимо использовать ТУ. В настоящее время от КЗ на землю применяются защиты на дистанционном принципе, не зависящие от режима сети и не имеющие вышеописанных недостатков.

Современные дистанционные защиты (ДЗ) от КЗ на землю, как и ДЗ от междуфазных КЗ охватывают 0,85 длины линии. Используя полигональные характеристики срабатывания и обеспечивая с помощью уставки по активному сопротивлению чувствительность к КЗ через переходное сопротивление, можно обеспечить работу защит при КЗ в любой точке ЛЭП.

Главным преимуществом ТО является отключение выключателя на противоположном конце защищаемой линии при полном отказе защит, например при исчезновении цепей напряжения. Данный принцип используется в дополнение к дальнему резервированию.

Это дает возможность уменьшать выдержки времени ступеней, отвечающих за дальнее резервирование, и допускает их неселективную работу в ремонтных режимах. Защищаемая же линия имеет три или более

защиты: основная защита, КСЗ и защита противоположного конца, отключающая выключатель данной стороны ЛЭП. ТО от КСЗ является дополнительной защитой, отключающей КЗ по всей длине ЛЭП без выдержки времени. Это позволяет сохранить минимальное время отключения КЗ при выводе в техобслуживание или отказе основных защит.

Имея две или более быстродействующие защиты, можно сократить время АПВ (до 1 с) в силу отсутствия необходимости отстраиваться от резервных защит противоположного конца линии, охватывающих весь защищаемый объект.

Из-за недостатка средств или дефицита частот схему ТУ применяли редко. В настоящее время появились средства ВЧ связи, позволяющие передавать и принимать команды независимо от работы дифференциально-фазной защиты. Так же появилась возможность передачи команд по оптоволоконному каналу связи. С помощью данных возможностей получается недорогое решение ТО для ЛЭП 110 – 220 кВ. Кроме того сохраняется работа ТО при повреждении своего канала связи, надежность отключения повышается в два раза.

Применение ТО вместо ТУ, кроме сохранения время отключения КЗ без выдержки времени обеспечивает повышенную надежность отключения КЗ при отказах защит, сокращает время дальнего резервирования и упрощает логику отключения.

Библиографический список

1. **Лейман Р.Э.,** Ермаков С.В. Использование телеотключения вместо телеускорения в защитах ВЛ 110 – 750 кВ // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 1.
2. **Руководство** по эксплуатации ЭКРА.656453.234 РЭ // Шкаф защиты линии и автоматики управления линейным выключателем типа ШЭ2607 019.

***А.С. Волков, А.И. Копалов, В.А. Смирнов, студенты,
рук. О.В. Фролова, к.т.н., доцент,
Д.И. Ганджаев, ст. преподаватель
(ИГЭУ, г. Иваново)***

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПРОГРАММ РАСЧЕТА ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Расчет электрических величин при коротких замыканиях является самым трудоемким и ответственным этапом проектирования релейной защиты. для бездефектного проектирования процесс расчета токов ко-

роткого замыкания выполняется с помощью специальных программ. Наиболее эффективными являются объектно-ориентированные программы, в которых учитываются особенности расчета электрических величин для релейной защиты.

Программы для расчета токов короткого замыкания для целей релейной защиты должны учитывать следующие особенности:

- в программах для целей РЗА допустимо использовать упрощенное представление элементов электрической сети;

- программы для целей РЗА, как правило, рассчитывают токи короткого замыкания, соответствующие начальному моменту времени возникновения короткого замыкания. Допустимость такого подхода обосновывается тем, что для быстродействующих защит $t_{сз} = 0$. Для защит с $t_{сз} > 0$ при выборе параметра срабатывания обычно нужны не значения электрических величин, а их соотношения при протекании в различных ветвях схемы;

- в программах для целей РЗА расчет ведется без учета активных составляющих сопротивления элементов электрической сети, это возможно в тех сетях, где активные составляющие сопротивлений малы;

- в программах для целей РЗА, как правило, не учитывается или учитывается приближенно нагрузка;

- в простых программах не учитывается наличие угла между ЭДС различных систем.

- в программах для целей РЗА должна быть предусмотрена возможность учета удаленных узлов, в которых необходимо рассчитать токораспределение;

- в программах для целей РЗА должна быть предусмотрена возможность расчета большого числа специальных режимов в электрической сети при коротких замыканиях в различных узлах;

- в программах для целей РЗА должна быть предусмотрена возможность учета сложных случаев взаимоиндукции между параллельными ветвями и сложных случаев несимметрии.

Для сравнения проанализирована работа в трех программах: «TKZ-200», «EnergyCS ТКЗ» и «АТР (Alternative transient program)».

Был проведен сравнительный анализ расчета электрических величин при коротких замыканиях и в режиме «качаний» для схемы электрической сети.

При расчете рассматривались следующие особенности программ:

- простота задания исходных данных;

- точность учета параметров и моделей элементов электрической сети;

- возможность определения электрических величин при коротких замыканиях в различных системах координат: в фазных значениях, в величинах прямой, обратной и нулевой последовательностях;

- возможность задания различных режимов работы эквивалентированных систем;
- возможность отключения отдельных элементов сети в соответствии с назначением расчета;
- возможность учета взаимоиндукции между различным количеством параллельных линий электропередачи;
- возможность отключения и заземления линий электропередачи;
- возможность расчета токораспределения в заданных элементах схемы при коротких замыканиях в удаленных узлах;
- возможность расчета токов нулевой последовательности в параллельных линиях электропередачи с учетом взаимоиндукции в различных режимах: обе линии в работе, одна из линий отключена и заземлена, каскадное отключение линии с одной стороны.

Исследуемые программы расчета токов коротких замыканий в электрических сетях позволяют учесть все особенности расчетов при проектировании релейной защиты.

Анализ показал, что исследуемые программы расчета токов коротких замыканий в электрических сетях позволяют учесть все особенности расчетов при проектировании релейной защиты. Расчеты, проведенные с помощью программ, показали совпадение результатов при заданных одинаковых допущениях.

*Г.А. Филатова, асп.,
рук. В.А. Шуин, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

**ВЛИЯНИЕ ЧАСТОТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК
ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ НУЛЕВОЙ
ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ НА ТОЧНОСТЬ ЗАМЕРА
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА
ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА
ОДНОФАЗНОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ**

Введение. Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) являются преобладающим видом повреждений в кабельных сетях напряжением 6 – 10 кВ (до 85 – 90 % всех электрических повреждений) и часто являются первопричиной аварий, сопровождающихся значительным экономическим ущербом [1 и др.]. После определения поврежденного присоединения (направления) устройствами селективной защиты от ОЗЗ поиск поврежденного участка для его выделения и проведения высоковольтных испы-

таний в целях выявления места повреждения и его последующей ликвидации в разветвленных кабельных сетях 6 – 10 кВ, в настоящее время осуществляемый методом оперативных переключений в сети, что связано с большими – до нескольких часов – затратами времени. Для повышения надежности электроснабжения потребителей кабельных сетей 6 – 10 кВ городского и промышленного электроснабжения необходимо существенное сокращение затрат времени на поиск места (зоны) повреждения и его ликвидацию, что возможно только при решении задачи дистанционного определения места ОЗЗ (ОМЗЗ) на кабельной ЛЭП, находящейся под рабочим напряжением.

Параметрические способы ОМЗЗ в кабельных сетях 6 – 10 кВ.

Для определения места ОЗЗ, в том числе кратковременного или дугового перемежающегося ОЗЗ, на кабельных линиях 6 – 10 кВ, находящихся под рабочим напряжением, предпочтительнее использовать токи и напряжения переходного процесса (так называемые параметрические методы ОМЗЗ).

Исследования на имитационных моделях кабельных сетей 6 – 10 кВ, выполненных в среде системы моделирования Simulink, показали, что в качестве информационных параметров в устройствах ОМЗЗ могут использоваться различные величины переходного процесса, возникающего при пробое изоляции (переходный ток нулевой последовательности и его свободные составляющие; переходное напряжение нулевой последовательности и его свободные составляющие; ток и напряжение поврежденной фазы поврежденной линии). Электрические величины переходного процесса при ОЗЗ в кабельных сетях имеют две основные частотные составляющие (разрядную и зарядную) и имеют частотный спектр, лежащий в диапазоне частот до ~30 – 35 кГц. На точность замера информационных параметров в указанном частотном диапазоне существенно влияют погрешности первичных преобразователей тока и напряжения к которым подключаются устройства ОМЗЗ.

Экспериментальный анализ частотных характеристик кабельных трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП) широко используемых в защитах от ОЗЗ типов (ТЗЛМ, ТЗЛ, ТЗЛ-200, ТЗЛЭ-12 и др.) показал, что при работе последних с малой вторичной нагрузкой (менее 1 Ом), что всегда обеспечивается в микропроцессорных устройствах РЗА, токовая погрешность кабельных ТТНП в основном не превышает 10 %, что можно считать приемлемым для решения задачи ОМЗЗ. Несколько большие погрешности в частотном диапазоне до 30 – 35 кГц обеспечивают трансформаторы напряжения (ТН). На рис. 1 приведены экспериментально полученные частотные характеристики трансформатора напряжения типа НТМИ 6-66.

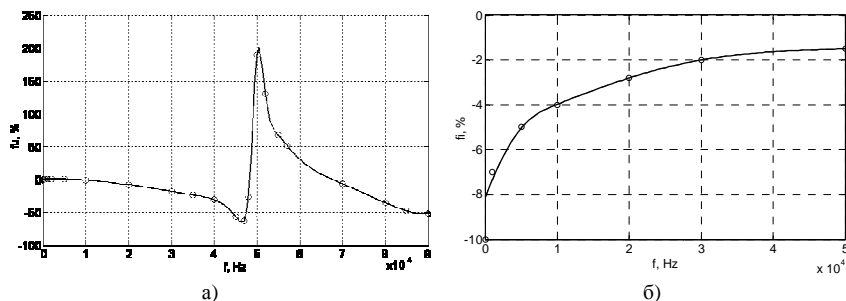


Рис. 1. Зависимости относительной амплитудной погрешности: а – трансформатора напряжения типа НТМИ от частоты первичного напряжения; б – трансформатора тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ (точками показаны экспериментальные замеры, сплошными линиями – аппроксимация сплайнами)

Из рис. 1 можно видеть, что приемлемые погрешности до $\sim 10\%$ электромагнитные ТН с высшим напряжением 6 – 10 кВ обеспечивают только в диапазоне частот до ~ 20 кГц. Поэтому при использовании для решения задачи определения места ОЗЗ в кабельных сетях 6 – 10 кВ составляющих переходного напряжения с частотами более 20 кГц устройства ОМЗЗ должны содержать в канале напряжения модель ТН, отражающую его действительные частотные характеристики.

Библиографический список

1. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. – М.: Энергия, 1971.

*Т.Ю. Винокурова, асп.,
рук. В.А. Шуин, д.т.н., профессор,
О.А. Добрягина, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ВЫСШИЕ ГАРМОНИЧЕСКИЕ СОСТАВЛЯЮЩИЕ В ПЕРЕХОДНЫХ ТОКАХ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В КАБЕЛЬНЫХ СЕТЯХ 6 – 10 кВ

Введение. В компенсированных кабельных сетях 6 – 10 кВ для защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), как правило, применяют максимальные защиты, реагирующие на общий уровень высших гармоник (ВГ) в токе нулевой последовательности $3i_0$ защищаемого присое-

динения при устойчивых ОЗЗ [1 и др.]. Известно, что общий уровень ВГ в токах $3I_0$ поврежденного и неповрежденных присоединений значительно возрастает при дуговых прерывистых ОЗЗ (ДПОЗЗ). Поэтому для обеспечения селективности несрабатываний при внешних повреждениях в максимальных токовых защитах абсолютного замера ВГ в токах $3I_0$ принимаются специальные меры, блокирующие действие защиты при дуговом прерывистом характере тока ОЗЗ. Однако такие защиты неспособны фиксировать ДПОЗЗ, представляющие значительно большую опасность для сети и поврежденного элемента, чем устойчивое ОЗЗ [2]. Для построения защит на основе ВГ, фиксирующих не только устойчивые, но и дуговые неустойчивые замыкания, необходима оценка общего уровня ВГ в токе ДПОЗЗ и его зависимости от параметров контролируемой сети. Исследований такого рода, насколько известно авторам, не проводилось.

Метод исследования. Сложность электромагнитных переходных процессов, возникающих при ДПОЗЗ в кабельных сетях 6 – 10 кВ, в общем случае не позволяет применить для решения данной задачи аналитические методы. Поэтому наиболее эффективным средством исследования ВГ в токах нулевой последовательности при ДПОЗЗ является моделирование на ЭВМ. Для решения данной задачи в среде системы моделирования Simulink разработаны имитационные модели кабельных сетей 6 – 10 кВ, позволяющие имитировать основные разновидности дуговых прерывистых ОЗЗ в соответствии с теориями W. Petersen, J. Peters и J. Slepian и Белякова Н.Н. [например, 2].

Результаты исследований и их оценка. Исследования на имитационных моделях кабельных сетей 6 – 10 кВ показали, что общий уровень ВГ в переходных токах нулевой последовательности при ДПОЗЗ зависит в основном от длительности интервалов времени между повторными зажиганиями заземляющей дуги Δt и длительности существования свободных составляющих переходного тока до гашения дуги, т.е. от условий гашения дуги. На рис. 1 приведена зависимость отношения общего уровня ВГ в токе $3I_0$ неповрежденного присоединения $I_{ВГ\Sigma}$ в токе ОЗЗ к суммарному емкостному току сети $I_{C\Sigma}$, построенная по результатам вычислительных экспериментов на имитационных моделях кабельных сетей 6 – 10 кВ.

В компенсированных кабельных сетях 6 – 10 даже при относительно больших расстройках компенсации $\pm 25\%$ восстанавливающееся после гашения дуги напряжение на поврежденной фазе достигает максимального значения через $\Delta t = 30 - 50$ и более миллисекунд [3]. При таких значениях Δt отношение $I_{ВГ\Sigma}/I_{C\Sigma}$ имеет значения порядка 2 – 3 (рис. 1).

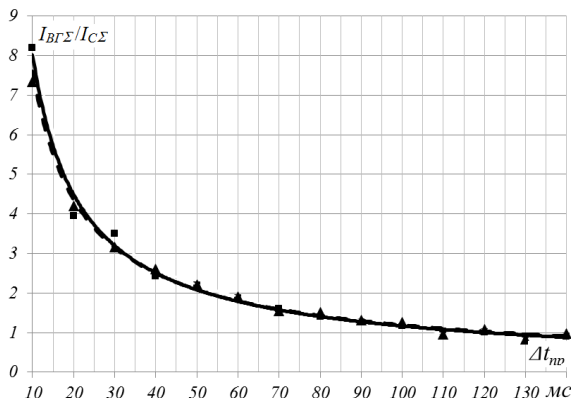


Рис. 1. Зависимость относительного значения общего уровня ВГ в токе ОЗЗ $I_{ВГ\Sigma}/I_{C\Sigma}$ от интервалов времени между повторными зажиганиями заземляющей дуги при ДПОЗЗ в кабельных сетях 6 – 10 кВ

Заключение. Полученная зависимость $I_{ВГ\Sigma}/I_{C\Sigma} = f(\Delta t)$ позволяет определить уставки по току срабатывания максимальных токовых защит на основе ВГ, обеспечивающие несрабатывания при внешних ДПОЗЗ, и оценить их чувствительность при внутренних ДПОЗЗ.

Библиографический список

1. Кискачи В.М., Назаров Ю.Г. Сигнализация однофазных замыканий на землю в компенсированных кабельных сетях 6 – 10 кВ / Труды ВНИИЭ. Вып. 16. – М.: Госэнергоиздат. – 1963. – С. 219 – 251.
2. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. – М.: Энергия, 1971.
3. Защита сетей 6 – 35 кВ от перенапряжений / Ф.Х Халилов, Г.А. Евдокунин, В.С. Поляков [и др.]; Под ред. Ф.Х Халилова, Г.А. Евдокунина, А.И. Таджибаева. – СПб: Энергоатомиздат. Санкт-Петербургское отд., 2002.

*Е.А. Воробьева, асп.,
рук. В.А. Шуин, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ЭКВИВАЛЕНТИРОВАНИЕ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ КАБЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ 6 – 10 кВ ДЛЯ РАСЧЕТА ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ

Введение. Переходные процессы при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) в полных имитационных моделях трехфазных кабельных

сетей 6 – 10 кВ, содержащих линии с распределенными параметрами, описываются «жесткой» системой дифференциальных, интегродифференциальных и алгебраических уравнений очень высокого порядка. По этой причине использование полных имитационных моделей исследуемых объектов связано с большими затратами времени на проведение вычислительных экспериментов. При практических расчетах стремятся максимально уменьшить порядок системы уравнений, описывающей переходные процессы при ОЗЗ, путем представления отдельных кабельных линий и частей исследуемой сети в виде упрощенного эквивалента при сохранении приемлемой точности расчетов наблюдаемых переходных токов и напряжений. В связи с этим актуальным является вопрос об условиях и области их применения эквивалентированных схем замещения кабельных сетей 6 – 10 кВ при анализе переходных процессов при ОЗЗ.

Требования к точности расчетов переходных процессов при ОЗЗ определяются типом решаемых задач. К таким задачам относятся: расчеты переходных перенапряжений при ОЗЗ; расчеты интегральных значений переходных токов; расчеты мгновенных значений переходных токов и напряжений для устройств защиты от ОЗЗ на основе переходных процессов и др. Как известно, в переходном процессе при ОЗЗ условно можно выделить две стадии, связанные соответственно с разрядом емкости поврежденной фазы и дополнительным зарядом емкостей неповрежденных фаз. Первой стадии в кабельных сетях 6 – 10 кВ соответствуют частоты до десятков килогерц, второй стадии – от сотен до 2000 – 3000 Гц. Таким образом, требования к точности расчетов переходных процессов в основном определяются необходимой точностью отображения тех или иных частотных составляющих.

О подходе к эквивалентированию схем замещения кабельных сетей 6 – 10 кВ для расчета переходных процессов при ОЗЗ. Исследования на полных имитационных моделях кабельных сетей 6 – 10 кВ показали, что интегральные (например, среднеквадратичные) значения переходного тока определяются спектром частот до 2 – 3 кГц. Максимальные значения переходных перенапряжений в нейтрали сети и на неповрежденных фазах с высокой точностью определяются зарядной составляющей, имеющей максимальные частоты также до 2 – 3 кГц. Учитывая, что переходные токи ОЗЗ в данном диапазоне частот сохраняют преимущественно емкостный характер, в качестве упрощенного эквивалента для неповрежденных участков сети и линий при решении задач, связанных с расчетами интегральных значений переходного тока и переходных перенапряжений, а также большей части задач, связанных с разработкой устройств защиты от ОЗЗ на основе переходных про-

цессов, работающих частотном диапазоне до 2 – 3 кГц, можно принять схему замещения по рис 1, а.

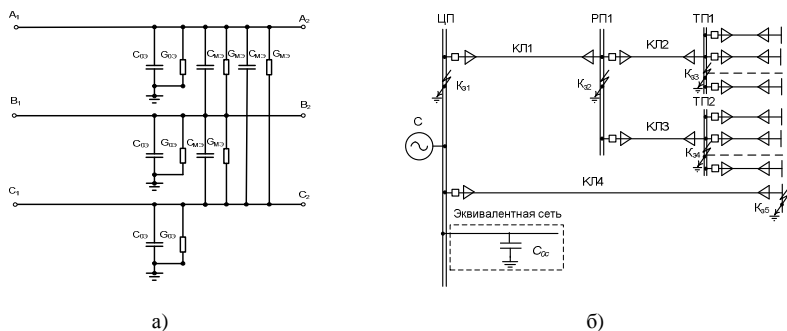


Рис. 1. Эквивалентирование кабельной сети 6 – 10 кВ для расчета переходных процессов при ОЗЗ: а – эквивалентная схема замещения для неповрежденных участков сети; б – эквивалентная схема замещения кабельной сети с учетом поврежденного и неповрежденных присоединений

Значения емкостных и активных проводимостей фаз на землю C_{03} и G_{03} в эквивалентной схеме замещения выбираются таким образом, чтобы не изменились суммарный емкостный ток сети $I_{c\Sigma}$ и его активная составляющая $I_{a\Sigma}$, а значения междуфазных емкостей и проводимостей принимаются такими, чтобы соотношения C_{03}/C_{0M} и G_{03}/G_{M3} были равны соответствующим соотношениям в полной схеме сети. Представление неповрежденной части сети в виде эквивалента по схеме рис. 1, а позволяет применять более точные модели (например, с распределенными параметрами) только для тех объектов, в которых непосредственно исследуются переходные токи и напряжения (например, для поврежденной и одной из неповрежденной линий (рис. 1, б).

Оценка точности расчетов переходных токов и напряжений с использованием эквивалентированных сетей. Сравнение результатов расчетов переходных токов и напряжений при ОЗЗ, полученных с использованием полных и эквивалентированных моделей кабельных сетей 6 – 10 кВ промышленного и городского электроснабжения, показали, что рассмотренный способ эквивалентирования в большинстве случаев обеспечивает приемлемую точность расчета амплитудных и среднеквадратичных значений разрядной составляющей и практически точный расчет значений зарядной составляющей переходного тока в месте ОЗЗ, переходных напряжений, а также переходных токов нулевой последовательности в поврежденном и неповрежденных присоединениях.

М.С. Аль-Хомиди, асп.,
рук. В.А. Шуин, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТРАНСФОРМАЦИИ «ЗВЕЗДА – ТРЕУГОЛЬНИК» НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДАЛЬНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ДИСТАНЦИОННЫХ ЗАЩИТ ЛИНИЙ

Состояние вопроса и актуальность задачи. Уставки по сопротивлению срабатывания резервных ступеней дистанционных защит (ДЗ), как правило, выбираются из условия обеспечения требуемой чувствительности к коротким замыканиям (КЗ) через расчетное переходное сопротивление в конце смежных линий и за трансформаторами смежных пониженных подстанций. Существующие методики выбора уставок не учитывают влияние на замер измерительных органов ДЗ трансформации «звезда – треугольник», а также комплексное влияние указанной трансформации в сочетании с другими факторами: углом сдвига между ЭДС систем по концам линии, переходным сопротивлением в месте КЗ и комплексным характером коэффициента токораспределения. Поэтому анализ влияния трансформации «звезда – треугольник» в сочетании с другими влияющими факторами на работу резервных ступеней ДЗ представляет практический интерес для оценки реальной эффективности их функционирования при КЗ за трансформаторами с группой соединения обмоток Y/Δ .

Методы исследования. Расчетная схема электропередачи для исследования влияния трансформации «звезда – треугольник» на замер реле сопротивления ДЗ приведена на рис. 1.

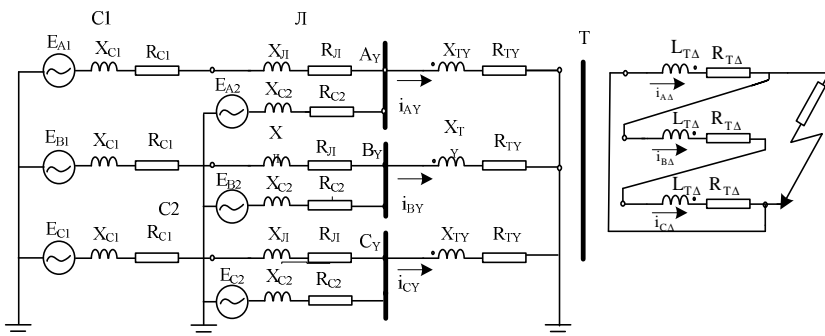


Рис. 1. Схема электропередачи для исследования влияния трансформации «звезда – треугольник» на замер реле сопротивления ДЗ

При работе ЛЭП в режиме одностороннего питания источник С2 отключается. Для этого случая получено аналитическое решение рассматриваемой задачи в фазных составляющих. В режиме двустороннего питания при угле сдвига между ЭДС систем С1 и С2 аналитическое решение имеет весьма громоздкий характер и неудобно для анализа влияния указанных выше факторов на замер реле сопротивления ДЗ. Для анализа в этом режиме более эффективно имитационное моделирование на ЭВМ.

Аналитическое определение замера реле сопротивления ДЗ, включенных на «петлю КЗ». Для схемы замещения по рис. 1 в режиме одностороннего питания ЛЭП при равенстве сопротивлений прямой и обратной последовательности системы С1 для двухфазного КЗ $K_{CA}^{(2)}$ получены следующие выражения:

$$\dot{Z}_{AB} = \frac{\sqrt{3} \cdot e^{j30^\circ} \cdot (\dot{Z}_{\Sigma} + 1,5 \cdot R'_{II})}{1,5} - \dot{Z}_{C1}; \quad (1)$$

$$\dot{Z}_{CA} = \frac{\sqrt{3} \cdot e^{j150^\circ} \cdot (\dot{Z}_{\Sigma} + 1,5 \cdot R'_{II})}{1,5} - \dot{Z}_{C1}; \quad (2)$$

$$\dot{Z}_{BC} \rightarrow \infty, \quad (3)$$

где $\dot{Z}_{\Sigma} = jX_{\Sigma} + R_{\Sigma} = j(X_{C1} + X_{Л} + X_{Т}) + (R_{C1} + R_{Л} + R_{Т})$; R'_{II} – переходное сопротивление в месте КЗ, приведенное к стороне ВН трансформатора.

Комплексная имитационная модель «линия электропередачи с двусторонним питанием – трансформатор Y/Δ – ДЗ» разработана в системе моделирования Simulink. При исследованиях моделировались реле сопротивления современных исполнений микропроцессорных ДЗ, имеющие полигональные характеристики срабатывания. Разработанная имитационная модель «ЛЭП – ДЗ» позволяет исследовать влияние на замер реле сопротивления при двухфазных КЗ за трансформатором Y/Δ как отдельных факторов: собственно трансформации «звезда – треугольник», переходного сопротивления в месте КЗ, углового сдвига между ЭДС питающих систем, так и комплексное влияние указанных факторов.

Результаты исследований и их оценка. Анализ, выполненный с использованием полученного аналитического решения и исследований на имитационной модели, показал, что существующая методика выбора уставок по сопротивлению срабатывания резервных (Ш-х) ступеней ДЗ приводит к существенным погрешностям в оценке действительно эффективности их функционирования при КЗ за трансформаторами Y/Δ. Полученные результаты позволяют уточнить требования к форме характеристик срабатывания резервных ступеней ДЗ и уточнить методику выбора параметров их срабатывания.

Библиографический список

1. **Атабеков Г.И.** Теоретические основы релейной защиты высоковольтных сетей. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1957.

*С.В. Кошкин, студ.,
рук. В.Ф. Коротков, к.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

**О ПРОБЛЕМАХ СОВРЕМЕННЫХ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ
УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ**

Микропроцессорные устройства релейной защиты (МУРЗ) появились на рынке и в эксплуатации около 25 лет назад, стремительно заменяя или дополняя ранее хорошо зарекомендовавшие себя электромеханические и статические защиты. Например, на конец 2013 года в ОАО «МОЭСК» доля микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) составила 40 % [1].

В России нормированные сроки эксплуатации электромеханических реле защит подошли к концу. Поэтому переход на МУРЗ является единственным вариантом, у которого нет альтернативы из-за того, что все производители перешли на новое производство. В настоящее время на рынке МУРЗ присутствуют десятки различных производителей, основные из которых представлены на диаграмме (рис. 1) [2].

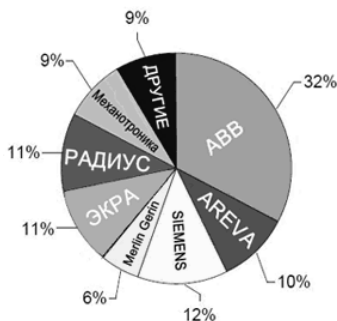


Рис. 1. Диаграмма участия производителей на Российском рынке МУРЗ [2]

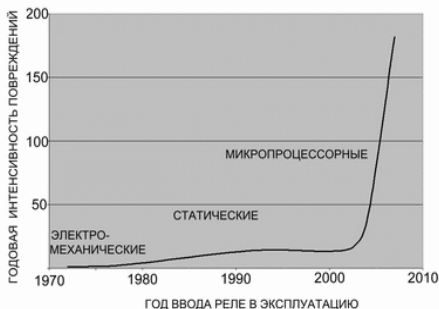


Рис. 2. Тенденция роста отказов МУРЗ новых типов [3]

МУРЗ имеют много преимуществ перед электромеханическими и аналоговыми электронными (статическими) устройствами РЗА [4].

Однако с появлением МУРЗ появились новые проблемы, связанные с надежностью, электромагнитной совместимостью, устойчивостью к деструктивным воздействиям и др.

На рис. 2 представлены статические данные по отказам МУРЗ за 2007 – 2008 г. одной из западных энергокомпаний [3]. Из анализа статистических данных, представленных в [3], следует, что годовая относительная интенсивность отказов МУРЗ намного выше, чем электромеханических и имеет тенденцию к значительному росту.

Проблема, связанная с надежностью МУРЗ, еще более усугубляется в связи с наметившейся в последнее время тенденцией перехода к централизованным принципам выполнения релейной защиты различных электроэнергетических объектов, например, подстанций [5]. С целью повышения надежности приходится осуществлять дублирование и даже троирование МУРЗ наиболее важных объектов. Представляет интерес использование для питания МУРЗ энергии аварийного процесса, что снижает отказы при нарушениях в цепях оперативного тока, которые весьма вероятны [6].

В проблеме надежности МУРЗ существенное значение имеет человеческий фактор, для снижения или полного исключения которого представляется целесообразным переход на создание интеллектуальных систем МУРЗ [5].

Серьезной проблемой для МУРЗ является их высокая чувствительность к естественным и преднамеренным деструктивным дистанционным электромагнитным воздействиям (ПДДВ). Для противодействия естественным электромагнитным воздействиям на МУРЗ в настоящее время широко используется хорошо известные средства [3].

В отличие от традиционных защит МУРЗ весьма уязвимы для ПДДВ кибернетического типа, поражающих программное обеспечение. Для защиты МУРЗ от кибератак, а также от электромагнитных воздействий представляет интерес сочетание МУРЗ с электромеханическим пусковым органом, выполненным на герконах [7].

Библиографический список

1. **Грибков, М.А.** ОАО «МОЭСК»: Микропроцессорных реле уже 40 % / М.А. Грибков // Энергоэксперт. – 2014. – № 2. – С. 6.
2. **Гуревич, В.И.** Проблемы микропроцессорных реле защиты: кто виноват и что делать? // Автоматизация и ИТ в энергетике. – 2010. – № 3. – С. 36 – 45.
3. **Гуревич, В.И.** Еще раз о надежности микропроцессорных устройств релейной защиты // Электротехнический рынок. – 2009. – № 3 (29). – С. 40 – 45.
4. **Шехтер, Б.** Микропроцессорные устройства РЗА – будущее или реальность? ООО «АББ Автоматизация» / Б. Шехтер // Новости Электротехники. – 2002. – № 2.
5. **Балашов, В.В.** Сколько должен стоить идеальный терминал МП РЗИА? / В.В. Балашов // Энергоэксперт. – 2014. – № 2. – С. 54 – 57.
6. **Богатырев, А.Ю.** Надежность и простота предохранителя – главное свойство современных микропроцессорных защит ООО «РЗА системз» / А.Ю. Богатырев // Релейщик. – 2014. – № 3 – С. 12 – 13.

7. Гуревич, В.И. Снижение уязвимости микропроцессорных устройств релейной защиты к преднамеренным дистанционным деструктивным воздействиям / В.И. Гуревич // Релейная защита и автоматизация. – 2013. – № 4 – С. 48 – 50.

*Е.С. Зайцев, асп.,
рук. В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ ТЕПЛОВОЙ СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ НАГРЕВА КАБЕЛЕЙ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

Введение. Оценка пропускной способности высоковольтных кабельных линий (ВКЛ) в режиме реального времени является актуальной задачей направленной на обеспечение надёжности электроснабжения. Одной из частных задач мониторинга пропускной способности является прогнозирование температур жил ВКЛ на некоторое время вперёд, чтобы заблаговременно исключить возможность перегрева и разрушения изоляции. С этой целью в [1] авторы разработали тепловую схему замещения для трёхфазной кабельной линии, учитывающую взаимные тепловые сопротивления кабелей и тепловые параметры грунта для суточного цикла переменной нагрузки.

Расчёт теплового сопротивления изоляции и внешней оболочки кабеля ($R_{\text{и}}$ и $R_{\text{ю}}$), а также тепловых ёмкостей C_1 и C_2 рассмотрен в [2]. В предложенной схеме [1] необходимо определить взаимные тепловые сопротивления R_{LAB} , R_{LBC} , R_{LAC} , а также тепловые сопротивления грунта частичным тепловым потокам от каждого кабеля в отдельности ($R_{\text{гр}}^A$, $R_{\text{гр}}^B$, $R_{\text{гр}}^C$).

Определение собственных и взаимных сопротивлений теплового потока от однофазных кабелей в грунте. Аналогичная задача решалась в [3], где производился расчёт сопротивлений тепловой схемы замещения самонесущих изолированных проводов (СИП) воздушных линий электропередачи на основе вычислительных экспериментов с помощью конечно элементного метода моделирования стационарного теплового поля СИП-а. При этом необходимо составлять систему уравнений по методу узловых потенциалов для схемы замещения в установившемся режиме. Затем производить вычислительные эксперименты с различными значениями тепловыделений в кабелях.

С помощью этого метода авторами были получены значения перечисленных выше сопротивлений для четырёх вариантов укладки однофазных кабелей напряжением 220 кВ. Результаты расчётов приведены

в табл. 1. Коэффициент теплопроводности рассматриваемого грунта $\lambda_r = 1 \text{ Вт/(м}\cdot\text{К)}$

Таблица 1. Сопротивления тепловому потоку от кабелей в грунте

Тип укладки кабелей	$R_{\text{Л,А}}$, К·м/Вт	$R_{\text{Л,В}}$, К·м/Вт	$R_{\text{Л,С}}$, К·м/Вт	$R_{\text{Л,АВ}}$, К·м/Вт	$R_{\text{Л,ВС}}$, К·м/Вт	$R_{\text{Л,АС}}$, К·м/Вт
Треугольником	0,979	0,979	0,979	0,693	0,693	0,693
В плоскости без просвета	0,777	1,495	0,777	0,543	0,543	4,715
В плоскости с просветом D_k	0,68	1,041	0,68	1,16	1,16	7,572
В плоскости с просветом $2D_k$	0,633	0,907	0,633	1,72	1,72	11,46

Определение тепловых ёмкостей. При определении теплоёмкостей схемы замещения количество грунта, нагреваемое тепловым потоком от каждой фазы, определяли на основе предположения о том, что количество грунта, нагреваемого одним кабелем, обратно пропорционально сопротивлению тепловому потоку от этого кабеля. Затем частичные тепловые поля от каждого кабеля заменяли эквивалентными осесимметричными полями и расчёт теплоёмкостей C_1 , C_2 и C_3 для каждой фазы производили с помощью метода Ван-Вормера [2]. Таким образом, для грунта с удельной теплоёмкостью $c_r = 1250 \text{ Дж/(кг}\cdot\text{К)}$ и плотностью $\rho_r = 1600 \text{ кг/м}^3$ были получены значения теплоёмкостей схемы замещения, приведённые в табл. 2.

Таблица 2. Тепловые ёмкости схемы замещения

Укладка кабелей	Фаза	$C_{\text{сз,1}}$, Дж/(м·К)	$C_{\text{сз,2}}$, Дж/(м·К)	$C_{\text{сз,3}}$, Дж/(м·К)
Треугольником	А	44792,119	154771,302	534785,055
	В	44792,119	154771,302	534785,055
	С	44792,119	154771,302	534785,055
В плоскости без просвета	А	92578,647	241270,412	628777,946
	В	8023,941	57018,199	405171,828
	С	92578,647	241270,412	628777,946
В плоскости с просветом D_k	А	136265,794	310203,065	706163,584
	В	84480,361	192315,813	437798,458
	С	136265,794	310203,065	706163,584
В плоскости с просветом $2D_k$	А	193610,394	412895,984	880547,216
	В	128664,915	274392,431	585172,782
	С	193610,394	412895,984	880547,216

Библиографический список

1. **Zaytsev E., Lebedev V.** Development of the Thermal Equivalent Circuit for Evaluating the Capacity of High Voltage Cables in Real Time // Applied Mechanics and Materials. Vol. 698. – 2015. – P. 586-591.
2. **ИЕС853-1 & 853-2**, Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables.
3. **Бубенчиков А.А.** Расчёт температуры и потерь электрической энергии в самонесущих изолированных проводах воздушных линий электропередачи электроэнергетических систем: автореф. дис. канд. техн. наук : 05.14.02 / ОмГТУ. – М., 2012. – 20 с.

*А.А. Яблоков, асп., Е.В. Нечаев, студ.,
рук. В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ИССЛЕДОВАНИЕ ЦИФРОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА НАПРЯЖЕНИЯ

Разработка высоковольтного измерительного трансформатора на основе резистивного делителя напряжения актуальна в условиях развития направления создания электронных высоковольтных измерительных трансформаторов. Рассматривается конструкция делителя напряжения, содержащего резистивные элементы в твердотельной изоляции. Использование такой изоляции в трансформаторе создает дополнительное тепловое сопротивление, препятствующее отводу тепла от резистивных элементов. Нагрев резистивных элементов приводит к изменению их сопротивления, а, следовательно, и к уменьшению точности измерения напряжения резистивным делителем. Чтобы уменьшить негативный эффект от нагрева резистивных элементов необходимо выбирать резистивные элементы с минимальным температурным коэффициентом сопротивления (ТКС), максимальной поверхностью и максимальным сопротивлением (в соответствии с законом Джоуля–Ленца $Q = U^2/R$). Однако, с увеличением сопротивления резистивных элементов увеличивается влияние токов электрического смещения и токов утечки в изоляции трансформатора, что также уменьшает точность измерения напряжения.

Учитывая вышесказанное, задача разработки и исследования трансформатора на основе резистивного делителя сводится к определению оптимального значения сопротивления резистивных элементов и их взаимного расположения с учетом распределения теплового и электромагнитного полей для достижения максимальной точности измерения. Резистивные элементы, их расположение и параметры задают и определяют уровни электромагнитного и теплового полей, таким образом это итерационная взаимосвязанная задача.

Таким образом, для создания делителя напряжения целевые функции можно записать следующим образом:

$$\begin{aligned} C_{рд} &\rightarrow \min \\ ТКС &\rightarrow \min \\ \Delta T &\leq 30^\circ C \\ \lambda_{герм} &\rightarrow \max \\ I_C^k &\rightarrow \min \\ U_{дон} &\geq U_{эроз.имп.} \\ E &< E_{дон} \end{aligned} \tag{1}$$

где $C_{рд}$ – цена резистивного делителя; ТКС – температурный коэффициент сопротивления резистивных элементов; ΔT – нагрев резистивных элементов относительно температуры окружающей среды; $\lambda_{герм}$ – теплопроводность герметика; I_c – емкостный ток; $U_{доп.}$ – допустимое напряжение резистивного делителя; $U_{гроз. имп.}$ – испытательное напряжение грозового импульса для соответствующего класса напряжения трансформатора согласно ГОСТ 1516.3-96; E – напряженность электрического поля.

В докладе рассмотрена оптимизация конструкции трансформатора на основе резистивного делителя напряжения. Проведен анализ влияния токов электрического смещения и токов утечки в изоляции трансформатора на точность измерения напряжения и анализ его теплового состояния.

*А.Ю. Меркулов, студ.,
рук. В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ ПЕРВИЧНОГО ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯ НАПЯЖЕНИЯ В ЦИФРОВОМ ТРАНСФОРМАТОРЕ ТОКА И НАПЯЖЕНИЯ (ЦТН) МЕТОДОМ ИНТЕГРАЛЬНЫХ УРАВНЕНИЙ

Разработка комбинированных цифровых трансформаторов тока и напряжения требует определения параметров первичного преобразователя напряжения, представляющего собой резистивный делитель. При создании делителя необходимо решить ряд задач: определение числа резисторов, величин их сопротивлений, а также их расположения, что обуславливает распределение электрического поля в конструкции, которое в свою очередь оказывает влияние на метрологические и тепловые свойства.

В данной работе представлена методика расчета электрического поля на основании метода интегральных уравнений, программная реализация которой осуществляется в среде MatLab.

Резистивный делитель заменяется совокупностью из K цилиндрических проводников с длиной l^k и радиусами r^k . Заряд, приходящийся на единицу длины k -го проводника, обозначим τ^k . Он не является постоянным и зависит от конкретной его точки. Будем считать, что линейная плотность заряда на каждом j -м участке k -го проводника остается постоянной величиной, при этом суммарный заряд каждого проводника при плавном изменении линейной плотности и при ступенчатом одинаков.

Потенциал произвольно выбранной точки наблюдения $M(x_M, y_M, z_M)$ будет определяться из принципа суперпозиции и будет равен алгебраиче-

ской сумме потенциалов от всех K проводников. Функциональное уравнение для определения потенциала произвольной точки, включает интегральное преобразование над неизвестной функцией $\tau_k(l_k)$, представляет собой уравнение Фредгольма первого рода и имеет вид:

$$\varphi_M = \frac{1}{4\pi\epsilon_a} \left[\sum_{k=1}^K \left(\int_{L_k} \frac{\tau_k(l_k) dl_k}{R_{kM}} \right) \right],$$

где R_{kM} – расстояние от элементарного участка dl_k -го проводника до точки M (рис. 1).

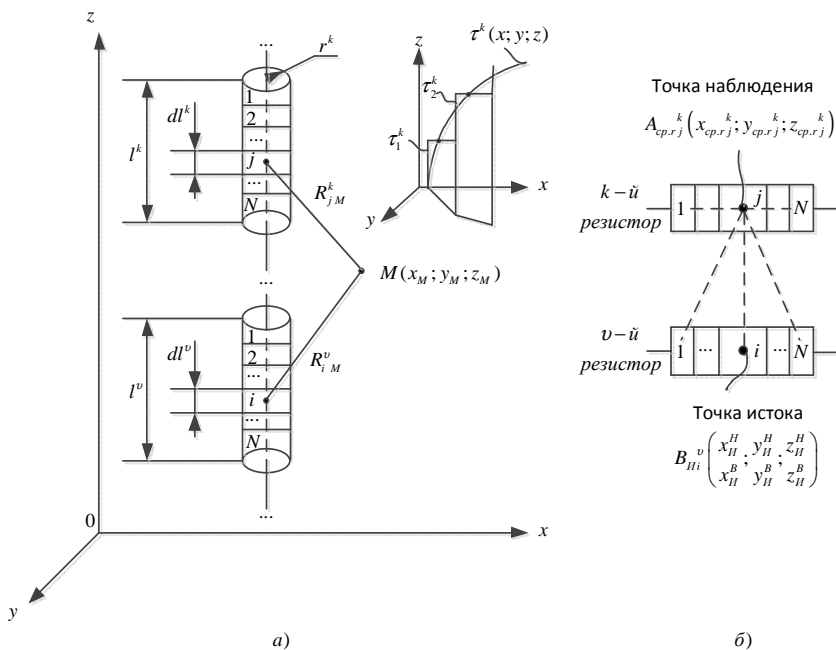


Рис. 1. К расчету электрического поля

В работе получена система линейных алгебраических уравнений (СЛАУ), которая может быть представлена в матричной форме.

$$[\alpha][\tau] = [\varphi'_{cp.}],$$

где $[\alpha]$ – матрица коэффициентов; $[\tau]$ – матрица линейных плотностей заряда; $[\varphi'_{\text{ср.}}] = 4\pi\epsilon_a[\varphi_{\text{ср.}}]$ – матрица приведенных средних потенциалов.

По найденным потенциальным коэффициентам рассчитываются линейные плотности зарядов, заряды на поверхности проводников и токи, создаваемые взаимными емкостями.

Рассмотренный метод позволяет оценить влияние конструктивных особенностей резистивного делителя на состояние системы, путем анализа параметров электрического поля.

Библиографический список

1. **Бессонов Л.А.** Теоретические основы электротехники. Электромагнитное поле: учеб. – 10-е изд., стереотипное. – М.: Гардарики, 2003. – 317 с.
2. **Белицын И.В.,** Макаров А.В. Алгоритм расчета электрического поля ВЛЭП на основе метода эквивалентных зарядов // Ползуновский вестник. – 2007. – №7. – С. 134.
3. **Расчет** электрической емкости / Ю.Я. Иоссель, Э.С. Кочанов, М.Г. Струнский. – 2-е изд., перераб. и доп. – Л.: Энергоиздат. Ленингр. отд-ние, 1981. – 288 с.

*В.А. Смирнов, студ.,
рук. В.Д. Лебедев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

МОДЕЛИРОВАНИЕ АЦП В ЦЕЛЯХ ИЗУЧЕНИЯ ЦИФРОВОЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Современные устройства релейной защиты и автоматики выполняются на микропроцессорной базе. Алгоритмы работы защиты строятся на основе математических методов цифровой обработки сигналов. Введение цифровых алгоритмов обработки открывает широкие возможности для реализации, как ранее существовавших алгоритмов, реализованных в электромеханических реле, так и новых алгоритмов, построенных с учетом возможностей и особенностей микропроцессорной техники. Студенты, обучающиеся по программе бакалавриата «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем», изучают принципы построения цифровых устройств РЗА, алгоритмы цифровой обработки сигналов в рамках дисциплины «Основы цифровой релейной защиты».

Поскольку большую роль в изучении дисциплины играют практические и лабораторные работы было решено разработать лабораторный практикум с написанием методических указаний по дисциплине «Основы цифровой релейной защиты» на основе современных компьютерных пакетов структурного моделирования.

Тема первого лабораторно-практического занятия – изучение принципа действия аналого-цифрового преобразователя (АЦП) а также его

моделирование и изучение основных характеристик важных для работы цифровых устройств релейной защиты.

Во введении методических указаний, разрабатываемых для проведения лабораторной работы по изучению АЦП, кратко представлена информация о возрастающей роли цифровых устройств релейной защиты. Далее дается теоретическая база, необходимая для выполнения задания. Сама лабораторная работа выполняется по пунктам и индивидуально. Поскольку занятия проходят в составе подгруппы, всего предусмотрено 10 вариантов задания. Для закрепления материала, рассмотренного в ходе лабораторной работы, составлены контрольные вопросы. Все необходимые расчетные формулы разработаны составителем методических указаний и приведены в Приложении.

Выполнение задания лабораторной работы подразумевает использование среды Simulink программного пакета MATLAB. В ней создается и преобразуется модель АЦП, производится изучение влияния его параметров на точность преобразования сигнала. Моделирование АЦП в программе Simulink осуществляется таким образом, чтобы можно было наглядно изучать каждый из отдельных параметров АЦП. Также ввиду отсутствия ограничений имеется возможность создания моделей как близких к реальным АЦП, так и далеких от них (например, АЦП со сверхвысокой разрядностью).

Поскольку Simulink уже изучался студентами кафедры АУЭС в предшествующих курсах, нет необходимости знакомить учащихся с основами функционирования этой среды. Это позволяет сэкономить время и сразу приступить к выполнению лабораторной работы.

На данный момент разработаны методические указания к выполнению только первой лабораторной работы курса, начата работа над составлением задания для следующей работы. Всего планируется в программном комплексе Matlab + Simulink разработать 5 лабораторных работ по курсу «Основы цифровой релейной защиты».

Планируется, что каждое последующее задание будет базироваться на предыдущем. В ходе изучения дисциплины будет выполнено следующее: рассмотрение типов алгоритмов ЦИО, взаимосвязи АЦП и ЦИО; практическая проверка функционирования некоторых алгоритмов ЦИО; составление упрощенной модели цифрового устройства релейной защиты. Более того, планируется определить пригодность Simulink для более подробного изучения вопросов данной дисциплины.

Библиографический список

1. **Никитин А.А.** Цифровая релейная защита. Основы синтеза измерительной части микропроцессорных реле. – Чебоксары: Изд-во Чувашского университета, 2014.

*П.Н. Лылов, студ.,
рук. А.А. Фомичев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ЦИФРОВАЯ ПЕРЕДАЧА МГНОВЕННЫХ ЗНАЧЕНИЙ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ

В настоящее время в энергетике наблюдается повышенный интерес к работам по цифровой передаче мгновенных значений трехфазных токов и напряжений от датчиков тока и напряжения к микропроцессорным терминалам релейной защиты.

Применение цифровой передачи трехфазных токов и напряжений дает следующие преимущества:

- повышение точности передаваемого сигнала и уменьшение его искажений;
- гальваническую развязку элементов вторичных цепей и улучшение электромагнитной совместимости (т.к. цифровая передача подразумевает применение волоконно-оптических кабелей);
- упрощение вторичных цепей станций и подстанций.

Целями данной работы были разработка работоспособного программного обеспечения для цифровой передачи значений токов и напряжений по протоколу МЭК 61850-9-2LE [1] и создание экспериментальной установки (рис. 1), выполняющей аналого-цифровое преобразование трехфазных токов и напряжений.

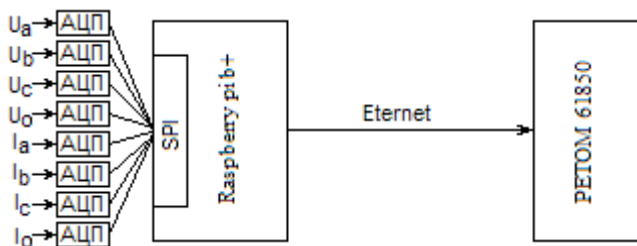


Рис. 1. Структурная схема экспериментальной установки

В качестве базы для создания установки был выбран многофункциональный одноплатный компьютер Raspberry pi B+, который имеет в своем составе множество интерфейсов для сопряжения с аналого-цифровыми преобразователями через интерфейс SPI. В качестве эталонного устройства для приема и проверки значений передаваемых цифро-

вых токов и напряжений использовался испытательный комплекс по проверке устройств релейной защиты и напряжения РЕТОМ 61850. Связь между Raspberry pi B+ и РЕТОМ 61850 осуществляется через сеть Ethernet.

На сегодняшний день разработано программное обеспечение выполняющее следующие функции:

- моделирование значений токов и напряжений в трехфазной сети в установившихся и переходных режимах;
- эмуляцию работы аналого-цифровых преобразователей;
- формирование заголовков пакетов и значений цифровых выборок для токов и напряжений в формате протокола МЭК 61850-9-2LE.
- отправку пакетов в сеть Ethernet.

Сравнение передаваемых цифровых значений трехфазных токов и напряжений от Raspberry pi B+ и принимаемых цифровых значений на РЕТОМ 61850 показал их полную идентичность в установившемся и переходном режимах как для 80 выборок на период, так и для 256.

В настоящее время ведется работа по сопряжению аналого-цифровых преобразователей (АЦП) МСР3008 имеющего 8 каналов, частоту выборок 200 ksps и разрядность 10 бит. После выполнения данной работы планируется дописать программное обеспечение в части функций приема цифровых значений сигналов от АЦП.

Библиографический список

1. **Technical** Issues Overview. IEC 61850 Tissue. [Электронный ресурс] – <http://tissue.iec61850.com/parts.mspх>.

*И.Д. Журавлев, студ.,
рук. А.Ю. Мурзин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ КОСТРОМСКОЙ ГРЭС

Костромская ГРЭС, принадлежащая ОАО «ИНТЕР РАО – Электрогенерация» – это мощная ТЭС, имеющая в своем составе 8 блоков мощностью 300 МВт и блок № 9 с номинальной мощностью 1200 МВт. В связи с необходимостью обеспечения требуемой устойчивости параллельной работы блоков Костромской ГРЭС и генерирующего оборудования других электростанций, входящих в состав энергосистем, связанных с Костромской ГРЭС, на ней установлен комплекс противоаварийной автоматики, включающий в себя:

- автоматику предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ);
- автоматику ликвидации асинхронного режима (АЛАР) на линиях, отходящих от ОРУ-500 кВ и ОРУ-220 кВ;
- АЛАР блоков станции;
- частотную делительную автоматику (ЧДА).

АПНУ на базе локальной автоматики дозирования воздействий (ЛАДВ) является главным комплексом противоаварийной автоматики, работа которого предотвращает нарушение статической и динамической устойчивости работы Костромской ГРЭС при возникновении аварийных ситуаций в сети 500 кВ. Система АПНУ действует на разгрузку блоков станции посредством кратковременной разгрузки турбин (КРТ) для предотвращения нарушения динамической устойчивости генераторов ГРЭС; длительной разгрузки турбин (ДРТ) для предотвращения нарушения статической устойчивости и ликвидации перегрузки контролируемых сечений энергосистемы; отключения генератора (ОГ) блока № 9 для предотвращения нарушения устойчивости генерирующего оборудования электростанции, ограничения повышения частоты и ликвидации перегрузки контролируемых сечений энергосистемы.

В настоящее время производится реконструкция системы АПНУ Костромской ГРЭС. До 2006 года управляющие воздействия АПНУ формировались за счет комплекса машинной автоматики дозирования воздействий (МАДВ), управляющие воздействия в котором формировались на основании алгоритмов расчета необходимой разгрузки с использованием коэффициентов полинома, полученных расчетным путем. При этом существовал резервный комплекс релейной автоматики дозирования воздействий (РАДВ), управляющие воздействия в котором формировались единой матрицей и релейно-контактными схемами в зависимости от предшествующего аварийному режиму работы станции и характера аварийного режима. В 2006 году устаревшую МАДВ демонтировали, что было связано с физическим старением оборудования комплекса и ограничением его возможностей по развитию. Система АПНУ функционировала с использованием РАДВ на время монтажа новой локальной автоматики дозирования воздействий (ЛАДВ) на основе уникального комплекса программно-технических средств (КПТС) АПНУ. Этот комплекс был введен в работу в 2008 году. С 2008 г. АПНУ функционировала на базе ЛАДВ, при этом РАДВ находилась в резерве. В настоящее время полностью ликвидируется комплекс РАДВ, а так же производится корректировка алгоритмов работы и настроек ЛАДВ АПНУ Костромской ГРЭС.

Необходимость реконструкции АПНУ вызвана следующими факторами:

- изменение перетоков мощности по сечениям энергосистем, связанных с Костромской ГРЭС;

- введение нового стандарта ГОСТ Р 55105-2012;
- применение нового программно-технического комплекса для расчета динамической устойчивости узлов энергосистем, используемого в ОАО «СО ЕЭС» и ОДУ Центра, и новых алгоритмов работы ЛАДВ АПНУ Костромской ГРЭС;

- обеспечение требований по повышению статической и динамической устойчивости генерирующего оборудования Костромской ГРЭС.

В частности, анализ результатов расчетов, проведенных ОДУ Центра при исследовании статической и динамической устойчивости Костромской ГРЭС, показал необходимость в корректировке настроек органа фиксации тяжести коротких замыканий (ФТКЗ), используемого в ЛАДВ АПНУ Костромской ГРЭС.

Кроме того, в ближайшее время будет введена в работу новая линия 500 кВ, связывающая Костромскую ГРЭС и Нижегородскую энергосистему. В связи с этим потребуются изменять алгоритмы работы АПНУ Костромской ГРЭС с учетом появления нового сечения, а так же вводить в работу комплект АЛАР для этой линии. Так же в будущем планируется дополнить подконтрольные АПНУ сечения энергосистем линиями, отходящими от ОРУ-220 кВ Костромской ГРЭС, что так же потребует пересмотра и изменения логики работы органов АПНУ Костромской ГРЭС.

*И.Ю. Ефремова, Д.Г. Ефремов, аспиранты,
рук. И.З. Глушкин, д.т.н., профессор
(НИУ МЭИ, ЗАО «ОРЗАУМ», г. Москва)*

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НАКОПИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

В настоящее время при нарушениях устойчивости параллельной работы энергосистем используются такие управляющие воздействия противоаварийной автоматики, как отключение генератора, отключение нагрузки, разгрузка турбин. Данные управляющие воздействия имеют ряд недостатков. Отключения генераторов приводят к снижению генерируемой реактивной мощности, тем самым снижая пропускную способность сечения. Отключение нагрузки негативно сказывается на режиме работы потребителя и экономически неэффективно. Разгрузка турбин при неточном расчете параметров импульса может привести к нарушению устойчивости на втором цикле качаний или же к остановке агрегата.

Для оптимизации противоаварийного управления в настоящее время все чаще используются более современные виды управляющих воздействий, основанные на управлении накопителями энергии (СПИНЭ, АББМ, маховиковые накопители). С помощью данных управляющих воздействий появляется возможность предотвращения нарушения устойчивости в энергосистеме, без нарушения электроснабжения потребителя и без снижения пропускной способности сети.

Исследование различных видов накопителей показало, что применение накопителей в электроэнергетических системах способствует повышению устойчивости, маневренности и надежной работы, что подтверждает повышенный интерес к разработке и исследованию накопителей в разных странах.

Особое внимание уделяется созданию СПИН. Указанный накопитель может применяться для поддержания нормального уровня частоты при динамических переходах, регулирования напряжения, демпфирования электромеханических колебаний.

Исследования устройств механического накопителя, совмещенного с электрической машиной, начались с конца 70-х годов двадцатого века, и в настоящее время уже существуют коммерческие применения механических накопителей. Основными преимуществами механических накопителей, использующих в своей конструкции маховик, являются:

- высокая удельная плотность запасенной энергии;
- высокая удельная мощность;
- отсутствие влияния циклов заряда–разрядов на срок эксплуатации, длительный срок эксплуатации махового колеса.

Сетевой накопитель или АББМ (аккумуляторная батарея большой мощности) – это новый этап в развитии энергетических систем. Данный накопитель может сглаживать пиковые нагрузки, балансировать энергосистему, обезопасить от аварийных отключений.

К настоящему моменту проведено значительное количество работ по исследованию накопителей различного вида, разработаны математические модели известных видов накопителей электрической энергии для анализа установившихся режимов и электромеханических переходных процессов.

Особое внимание уделяется СПИН, разработаны новые методы определения энергетических и технических характеристик СПИН, представлены новые алгоритмы расчета энергоемкости СПИН, разработаны новые методы определения требуемых объемов управляющих воздействий на изменение активной мощности СПИН, обеспечивающих сохранение устойчивости ЭЭС в динамических режимах.

Изучение современных исследований накопителей показало, что, в настоящее время для целей противоаварийной автоматики (для сохранения устойчивости энергетических систем) рассматривается преимущественно управление СПИН, что значительно сужает круг возможных реализаций. Использование СПИН позволяет временно повысить устойчивость динамического перехода системы, но, в связи с небольшой энергоемкостью, не позволяет полноценно контролировать запас устойчивости при электромеханических переходных процессах. Разработка методов использования в противоаварийной автоматике других видов накопителей, а также сочетания нескольких видов накопителей, оптимальный выбор параметров накопителей позволяет качественно повысить как динамическую, так и статическую устойчивость многомашинной системы в аварийном и послеаварийном режиме, и представляет собой важную и актуальную задачу.

Библиографический список

1. **Глускин И.З.**, Иофьев Б.И. Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Т. I. – М.: Знак, 2009.
2. **Структура** и функции противоаварийной автоматики ОЭС Центра / Г.Л. Брухис, И.З. Глускин, А.В. Жуков, С.Б. Сюткин // Управление режимами Единой энергосистемы России: Открытая Всеросс. науч.-техн. конф. – М.: НЦ ЭНАС, 2002.

*И.Ю. Ефремова, Д.Г. Ефремов, аспиранты,
рук. И.З. Глускин, д.т.н., профессор
(НИУ МЭИ, ЗАО «ОРЗАУМ», г. Москва)*

АЛГОРИТМ ВЫЯВЛЕНИЯ ПЕРЕГРУЗКИ СЕЧЕНИЯ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ ДЛЯ ЦЕЛЕЙ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ

Вопрос о выявлении перегрузок сечений является одним из важнейших в противоаварийной автоматике (ПА), и сохраняет свою актуальность в течение многих лет. Недостаточное развитие принципов выявления перегрузки сечений часто является причиной неправильных срабатываний пусковых устройств.

В настоящее время способы выявления перегрузок сечений базируются на двухмашинном представлении сложной многомашинной энергосистемы. В соответствие с такой моделью, сложная сеть представляется набором двухмашинных эквивалентов. В данной ситуации приходится для каждого сечения выбирать худшую ситуацию по всей недоступной

для контроля части энергосистемы. При этом пусковые устройства противоаварийной автоматики по мощности имеют одну уставку, рассчитанную исходя из худших условий. Такое упрощение не позволяет полностью использовать пропускную способность сечения, вследствие чего снижается экономическая эффективность электропередачи.

В указанных условиях важной задачей является разработка метода выявления перегрузки сечения в реальном времени при учете режима работы прилегающей сети.

Для реализации данного метода необходимо использовать измерения от системы WAMS (СМПП).

WAMS – система мониторинга переходных режимов, позволяющая получать данные, синхронизированные по времени. При помощи системы WAMS можно получить не только модуль, но и фазу измеряемой величины, т. е. можно контролировать изменения регистрируемых параметров в реальном времени.

Для учета режима работы прилегающей многомашинной сети при расчете допустимого перетока мощности по контролируемому сечению измерительные преобразователи системы WAMS устанавливаются во всех (или наиболее важных) узлах рассматриваемой энергосистемы. Измерения от них по каналам связи передаются в центральный сервер, установленный в одном из узлов.

Центральный сервер с помощью полученных измерений производит расчет статической устойчивости рассматриваемой энергосистемы, утяжеление режима и выявление предельного режима по условию статической устойчивости. Иначе говоря, центральный сервер вычисляет максимально допустимые перетоки мощности в контролируемых сечениях в реальном времени.

Определение максимально допустимого перетока в центральном сервере осуществляется следующим образом:

1. Расчет значения модуля определителя характеристического уравнения ЭЭС (а) по данным от системы СМПП.

2. Определение оптимальной траектории утяжеления. Для этого рассчитывается величина $\Delta P/\Delta a$ для каждого узла, и определяется узел, наиболее сильно влияющий на запас устойчивости.

3. Утяжеление режима по определенной траектории, получение предельного по условию статической устойчивости режима ЭЭС. Предельным является режим, в котором значение свободного члена характеристического уравнения системы равно нулю.

4. Расчет потокораспределения активной мощности по контролируемым сечениям в полученном предельном режиме (по сечениям, в ко-

торых установлены устройства ПА). Полученные значения мощностей будут предельными для данного режима работы сети.

Такой расчет повторяется с определенной периодичностью, что позволяет определять допустимый переток в режиме реального времени.

Данный расчет был проведен для тестовой схемы, а также для схемы реальной энергосистемы. Расчет показал, что значение допустимого перетока в сечении значительно меняется в зависимости от режима работы сети, например, от величины промежуточных отборов мощности. Данные изменения необходимо учитывать при настройке противоаварийной автоматики, выявляющей перегрузку сечения.

Предложенный метод позволит корректировать уставки устройств противоаварийной автоматики, установленных в контролируемом сечении, настраивать данные устройства под существующий в реальном времени режим работы сети, что повысит экономическую эффективность электропередачи.

Библиографический список

1. **Глускин И.З.**, Иофьев Б.И. Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Т. I. – М.: Знак, 2009.

2. **Иофьев Б.И.** Функционирование противоаварийной автоматики // Вопросы противоаварийной автоматики электроэнергетических систем: сб. науч. тр. ин-та «Энергосетьпроект». – М.: Энергоиздат, 1982.

*Г.Р. Домрачев, магистрант,
рук. И.Л. Кузьмин, д.т.н.
(КГЭУ, г. Казань)*

РАЗРАБОТКА ПУСКОВОГО ОРГАНА ДЛЯ УСТРОЙСТВА ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ПРИ ОДНОФАЗНОМ КЗ НА ЗЕМЛЮ

Однофазные замыкания на землю – наиболее частый вид повреждения. В сельских распределительных сетях напряжением 10 кВ, работающих с изолированной нейтралью, однофазные замыкания на землю, сопровождающиеся относительно малыми токами, не являются короткими замыканиями. Поэтому при их возникновении допускается не отключать линию в течение времени, требуемого для устранения повреждения.

Однако необходимо максимально быстро определить место и устранить повреждение, так как однофазное замыкание на землю может перейти в двойное. Последнее является коротким замыканием и будет отключено защитой, что приведет к перерыву в электроснабжении потребителей.

Кроме того, возможны замыкания на землю, например, при обрыве провода и падении его на землю, весьма опасные для жизни людей и животных. В то же время замыкания на землю могут происходить в результате скрытых повреждений, например, при внутренних трещинах изоляторов, когда внешние признаки замыкания отсутствуют и обнаружить его визуально очень сложно.

Целью исследования является разработка пускового органа для устройства определения места повреждения при однофазном КЗ на землю, разработка критерия выделения однофазного замыкания на землю и макета пускового органа, экспериментальное исследование. Существуют алгоритмы для выявления однофазного КЗ: основанного на использовании токов и напряжения НП промышленной частоты; основанный на использовании высших гармоник установившегося тока и напряжения НП, основанных на использовании наложенных токов, основанные на использовании электрических величин переходного процесса.

Я буду рассматривать алгоритм, основанный на использовании электрических величин переходного процесса, потому что он является более перспективным.

Библиографический список

1. **Шуин В.А.**, Гусенков А.В. Защита от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 10 кВ. – 2001. – Вып. 11 (35).
2. **Мустафин Р.Г.** Способ определения дальности до однофазного замыкания на землю в линиях электропередачи [электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.findpatent.ru/patent/249/2498331.htm>.
3. **Шабад М.А.** Защита от замыканий на землю в электрических сетях 6 – 35 кВ.

***И.И. Литвинов, магистрант,
рук. В.Е. Глазырин, к.т.н., доцент
(НГТУ, г. Новосибирск)***

ПЕРЕХОДНЫЕ ПРОЦЕССЫ В ТРЁХФАЗНЫХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ С РАЗЛИЧНОЙ КОНСТРУКЦИЕЙ МАГНИТОПРОВОДА

В настоящее время полная корректная проверка устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) энергосистем (ЭС) на действующем оборудовании затруднительна, т.к. это мероприятие, кроме вывода оборудования из работы, подразумевает риск возникновения аварии в ходе испытаний. Поэтому для выполнения проверки защит предлагается использовать широкие возможности имитационного моделирования. При этом

моделированию подвергаются защищаемый объект и измерительные трансформаторы, а результаты моделирования посредством цифро-аналогового преобразования подаются на входы испытуемого устройства РЗА. Применение данной методики позволяет решить ряд важных практических задач: получить возможность правильно выстроить методику выбора уставок и проверки защит, зная особенности их поведения в ходе переходных процессов (ПП), выявить и устранить недостатки защитных алгоритмов и т.д.

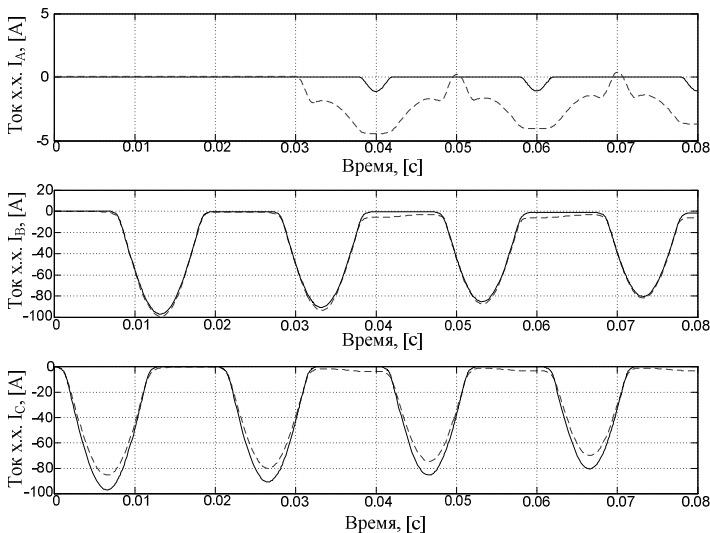


Рис. 1. Осциллограмма токов включения в трансформаторе ТСЗ-250/10 при одновременном включении фаз выключателя: фазы *B* и *C* включаются одновременно, довключение фазы *A* происходит в момент времени $t = 0,03$ с, среднее значение R_{m0} составляет 70 кА/Вб [3]. Штриховой линией обозначены фазные токи в трёхстержневом СТ, сплошной линией – токи в группе однофазных

Особый интерес представляет моделирование таких сложных элементов ЭС, как силовые трансформаторы (СТ). В большинстве инженерных программных пакетов, предназначенных для моделирования объектов ЭС, имеются готовые модели СТ. Однако данные модели соответствуют исполнению СТ в виде группы однофазных [1]. С помощью таких моделей невозможно учесть магнитную связь между фазами, тогда как трансформаторы подобной конструкции являются наиболее распространёнными [1]. Оценим, насколько велика может быть погрешность от неучёта типа магнитопровода. Математическая модель, построенная

на принципах, изложенных в [3], позволяет достоверно воспроизвести характер ПП при включении под напряжение СТ, учитывая конструкцию магнитопровода (группа однофазных или трёхстержневой). В ходе исследования ПП в СТ при помощи упомянутой модели были использованы конструктивные данные реального трансформатора, результаты моделирования приведены на рис. 1.

Выводы

В ходе опытов установлено, что при включении силового трансформатора со стороны ВН и отсутствии обмотки, соединённой в «треугольник», особенности конструкции магнитопровода существенно влияют на характер переходных процессов, наблюдаемых при включении. Отличия тем сильнее, чем больше величина R_{m0} , характеризующая магнитное сопротивление нулевой последовательности СТ. Следует отметить, что в большинстве случаев значение R_{m0} сравнительно мало, и неучёт рассеяния магнитного потока вне сердечника не приводит к существенным погрешностям при выполнении инженерных расчётов. Однако в некоторых случаях при применении прогрессивных принципов построения устройств релейной защиты, например [2], необходимо точное моделирование ПП.

Библиографический список

1. Пустоветов М.Ю. Математическая модель трехфазного трансформатора / Пустоветов М.Ю. // Известия Томского Политехнического Университета. – 2012. – Т. 321. – № 4. – С. 97 – 100.
2. Глазырин В.Е., Купарев М.А. Применение структурных методов распознавания образов для построения дифференциально-фазной защиты сосредоточенных объектов // Электро. – 2003. – № 3. – С. 18 – 21.
3. Литвинов И.И. Моделирование переходных процессов в трехфазных силовых трансформаторах / И.И. Литвинов, В.Е. Глазырин, А.А. Осинцев // Электротехника. Энергетика. Машиностроение (ЭЭМ–2014): сб. науч. тр. 1 междунар. науч. конф. молодых ученых, Новосибирск, 2 – 6 дек. 2014 г. В 3 ч. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. - Ч. 2. Секция «Энергетика». – С. 88 – 92.

*Ю.В. Румянцев, асп., В.В. Зеленко, магистрант,
рук. И.В. Новаш, к.т.н., доцент
(БНТУ, г. Минск)*

ВЛИЯНИЕ УДАЛЕННОСТИ МЕСТА ЗАМЫКАНИЯ НА РЕЛЕЙНУЮ ЗАЩИТУ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Микропроцессорные релейные защиты (РЗ) получают массовое распространение в распределительных сетях. На кафедре «Электрические

станции» БНТУ разрабатывают цифровые токовые защиты с новыми принципами. Проверка работоспособности таких защит требует исследования их поведения в различных аварийных и послеаварийных режимах работы защищаемого объекта.

В [1] рассматривалось влияние двигательной нагрузки на токи междуфазных коротких замыканий (КЗ) в линии 6 – 10 (35) кВ с односторонним питанием с помощью пакета компьютерных программ, разработанного на базе математических моделей питающей системы, силового трансформатора, линии электропередачи и трансформаторов тока (ТТ), вторичные токи которых являются источниками информации аварийного режима для РЗ [2].

Влияние удаленности места замыкания на поведение многоступенчатой токовой защиты линии 6 – 10 (35) кВ с односторонним питанием проводилось с помощью того же пакета компьютерных программ [1], который позволяет рассчитывать токи замыканий при различной удаленности места замыкания от места установки РЗ. Программный комплекс позволяет получить входные сигналы для защит от ТТ линий 6 – 10 (35) кВ двух типов:

- линии, непосредственно, присоединенной к шинам низкого напряжения (НН) понизительной подстанции 110 – 220/6 – 10 (35) кВ;
- линии, удаленной от шин НН понизительной подстанции.

На рис. 1 приведены результаты расчета двухфазного КЗ фаз АВ, возникающего в начале защищаемой линии Л1 ($L_{кз} = 0$), присоединенной непосредственно к шинам НН. На рис. 2 – результаты расчета удаленного КЗ в конце смежной линии Л2. На рис. 3 – результаты расчета удаленного КЗ в конце линии Л3 при установке РЗ на линии Л2, удаленной от шин НН понизительной подстанции.

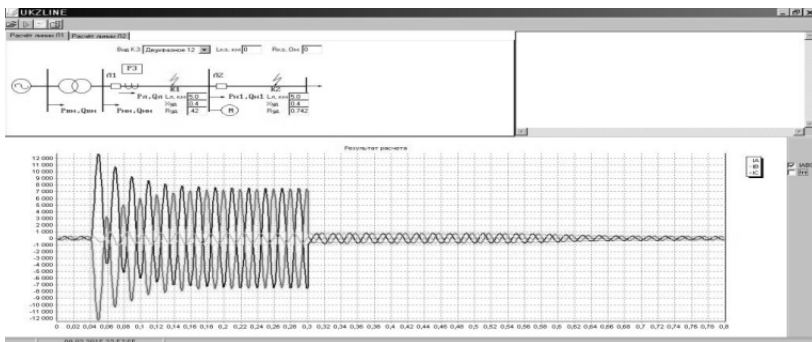


Рис. 1.

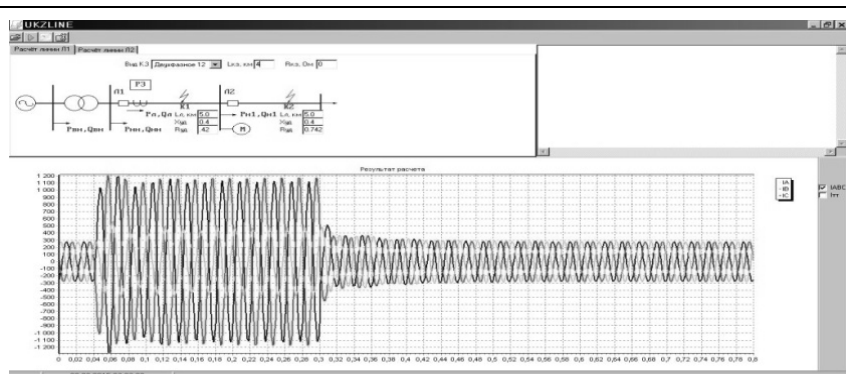


Рис. 2.

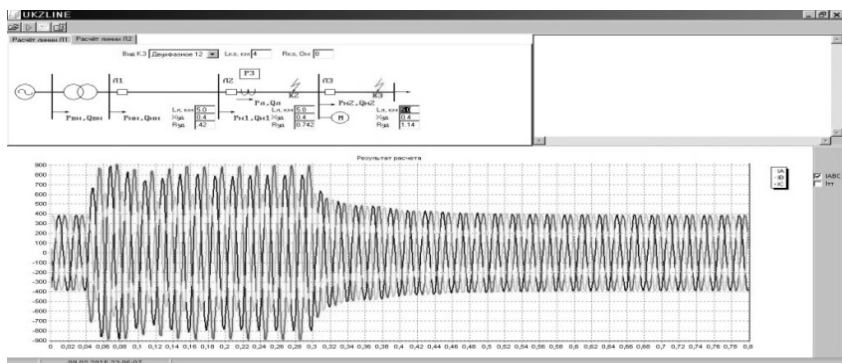


Рис. 3.

Результаты расчетов могут быть использованы для проверки селективности и защитоспособности ступеней защиты от междуфазных КЗ (токовые отсекки мгновенного действия).

Библиографический список

1. **Новаш И.В.** Математическое моделирование коммутационных режимов в электроустановках с трансформаторами / И.В. Новаш, Ф.А. Романюк. – Минск : БНТУ, 2013. – 226 с.
2. **Новаш И.В.,** Румянцев Ю.В. Влияние двигательной нагрузки на поведение релейной защиты при замыканиях в линиях электропередачи // Энергия-2014: материалы Девятой междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. В 7 т. Т. 3. Ч. 1. – Иваново: ФГБОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2014. – С. 167 – 170.

**Р.И. Рахматулин, маг.,
рук. Р.М. Хазиахметов, доцент
(КГЭУ, г. Казань)**

ПРОЕКТИРОВАНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИИ 110 кВ

Неправильные действия релейной защиты являются одной из основных причин возникновения тяжелых аварий, периодически происходящих в энергосистемах во всем мире. По данным North American Electric Reliability Council в 74 % случаев причиной тяжелых аварий в энергосистемах были неправильные действия релейной защиты в процессе развития аварии. Поэтому от надежности релейной защиты во многом зависит надежность всей энергосистемы [1].

Поскольку будущее релейной защиты связано с микропроцессорными системами, то развитие этого вида техники представляет особый интерес. Переход на микропроцессорные устройства не приводит к изменению принципов релейной защиты, а только расширяет ее функциональные возможности. Мировыми лидерами производства устройств релейной защиты являются ShneiderElectric, ABB, SIEMENS, Бреслер.

Перед приобретением МП РЗА необходимо произвести анализ изделий, так как производители устройств предлагают большое количество основных и сервисных функций, что безусловно влияет на стоимость изделия. Поскольку часть этих функций необходима одному потребителю, а другие являются излишними, то зачем переплачивать за ненужные функции. Так же стоит уделить внимания потребителя на показатели изделия, которые влияют на техническое совершенство и надежность функционирования устройств (потребляемая мощность, погрешность измерения, габариты и степень защиты, стойкость к перенапряжению), так как выбор и закупка устройств только по ценовым показателям и наличием большого числа функций может привести к снижению надежности релейной защиты.

Цель работы провести анализ существующих схем защиты линий электропередач, выявить их достоинства и недостатки; сравнить микропроцессорные терминалы защит различных производителей и на основании полученных результатов спроектировать более совершенную систему.

Библиографический список

1. Гуревич В.И. Надежность микропроцессорных устройств релейной защиты: мифы и реальность // Проблемы энергетики. – 2008. – № 5 –6. – С. 47 – 62.

СЕКЦИЯ 16

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИЯ

Председатель – д.т.н., профессор **Мартынов В.А.**

Секретарь – к.т.н., доцент **Сайкин М.С.**

*И.Ю. Долгих, асп.,
рук. А.Н. Королёв, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

МОДЕЛИРОВАНИЕ ИНДУКЦИОННОГО НАГРЕВА

Требования повышения технологических и технико-экономических показателей индукционного нагрева обуславливают необходимость разработки более точных методик расчёта, способных учесть его многочисленные особенности. Одной из таких особенностей является неравномерное распределение плотности тока по его глубине [1, 2]. Также существенное влияние на характеристики нагрева оказывают свойства материала изделия (удельное электрическое сопротивление, теплопроводность и теплоёмкость), нелинейно зависящие от температуры. Так, например, удельное сопротивление, возрастающее в процессе нагрева, приводит к значительному изменению активного сопротивления нагреваемого металла и, как следствие, греющей его мощности. Теплоёмкость, зависящая от температуры, влияет на теплосодержание массы нагреваемого изделия, необходимого для повышения температуры до требуемого значения. Температурная зависимость теплопроводности имеет большое значение, поскольку от данного параметра зависит скорость нагрева изделия по глубине. Кроме того существует необходимость учёта параметров источника энергии, также изменяющихся в процессе нагрева и оказывающих существенное влияние на характеристики процесса.

В связи с этим в области исследования индукционного нагрева предлагается использование метода послойной декомпозиции [3, 4], позволяющего рассматривать тепловые процессы в изделии по его глубине. Одновременно этот же метод даёт возможность применить теорию многообмоточного трансформатора для учёта электромагнитных процессов в источнике энергии при изменении его параметров за счёт взаимосвязи со слоями нагреваемого изделия [5, 6].

В случае изделия, разделённого на k слоёв, в соответствии с применяемой теорией при заданном значении напряжения и параметров систе-

мы «индуктор – нагреваемое изделие» (рис. 1), определяются токи в слоях изделия. Полученные значения токов подаются в тепловую модель, где на основе учёта энергии, поступающей от источника, и энергии теплопередачи от одного слоя к другому, рассчитываются текущие значения температур слоёв. В свою очередь информация о ней передаётся в блок нелинейных зависимостей для учёта изменения параметров модели.

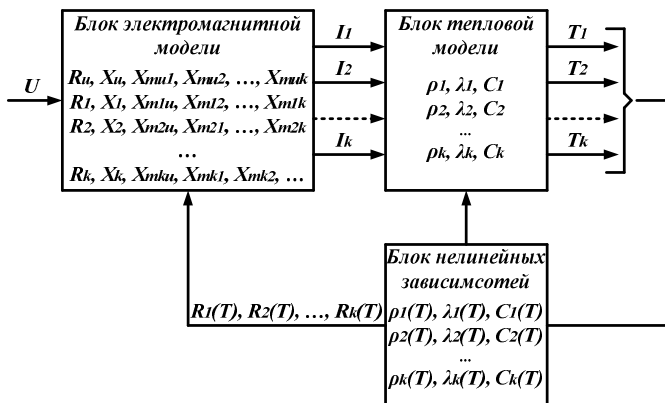


Рис. 1. Функциональная схема совмещённой модели электромагнитных и тепловых процессов индукционного нагрева: U – напряжение, приложенное к индуктору; I_1, I_2, \dots, I_k – токи в слоях изделия; $R_u, X_u, R_1, X_1, R_2, X_2, \dots, R_k, X_k$ – собственные активные и индуктивные сопротивления индуктора и слоёв изделия; $X_{m1}, X_{m2}, \dots, X_{mk}, X_{m1u}, X_{m12}, \dots, X_{m1k}, X_{m2u}, X_{m21}, \dots, X_{m2k}, X_{mku}, X_{mk1}, X_{mk2}, \dots$ – коэффициенты взаимной индуктивности индуктора со слоями и слоёв между собой; ρ, λ, C – удельное электрическое сопротивление, теплопроводность и теплоёмкость слоёв нагреваемого изделия

В целом разработанная модель позволяет исследовать динамику индукционного нагрева по глубине с учётом характеризующих его нелинейных параметров.

Библиографический список

1. **Установки** индукционного нагрева: учеб. пособие для вузов / А.Е. Слухоцкий, В.С. Немков, Н.А. Павлов, А.В. Бамунэр; под ред. А.Е. Слухоцкого. – Л.: Энергониздат. Ленингр. отд-ние, 1981. – 328 с.
2. **Современные** энергосберегающие электротехнологии: учеб. пособие для вузов / Ю.И. Блинов, А.С. Васильев, А.Н. Никаноров [и др.]. – СПб: изд-во СПбГТЭУ «ЛЭТИ», 2000. – 564 с.
3. **Долгих И.Ю.,** Королёв А.Н., Захаров В.М. Моделирование динамики температурных процессов при индукционном нагреве. // Вестник ИГЭУ. – 2014. – Вып. 5. – С. 57 – 63.
4. **Волков В.В.,** Долгих И.Ю., Королёв А.Н. Исследование многослойной модели индукционного нагрева / Энергия-2014: материалы Девятой междунар. науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых учёных. Т. 3. Ч. 2. – Иваново, 2014. – С. 3 – 7.

5. **Dolgikh I.**, Korolev A., Orlov A. Induction heating exploration. In material 14th International Symposium Topical Problems In The Field Of Electrical And Power Engineering. – Doctoral school of energy and geotechnology II, Parnu, Estonia, 2014. – P. 7 – 10.

6. **Долгих И.Ю.**, Королёв А.Н., Захаров В.М. Математическое моделирование электромагнитных и тепловых процессов при индукционном нагреве / Электротехника. Энергетика. Машиностроение: материалы I Междунар. науч. конф. молодых учёных. Ч. 1. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – С. 85 – 88.

*Д.Ю. Чигирёв, асп.,
А.А. Базаров, д.т.н., доцент
(СамГТУ, Самара)*

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ИНДУКЦИОННОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ СНЯТИЯ ТЕРМОНАПРЯЖЕНИЙ

Проведение процесса сварки трубопроводов высокого давления предъявляет дополнительные требования, заключающиеся в предварительном подогреве и поддержании заданной температуры в течение всего процесса. По окончании сварки требуется произвести отпуск области сварочного шва, чтобы повысить прочность трубопровода.

Целью проектирования индукционного нагревателя [1] является создание разъемной конструкции, обеспечивающей удобство и быстроту приведения в рабочее положение системы нагрева, и достижение требуемых параметров нагрева. Конструкция выполняется из двух половинок, соединенных шарнирами и фиксируемых в собранном состоянии парой винт-гайка. В разрезном магнитопроводе укладываются две секции петлевой обмотки, выполненные из медной водоохлаждаемой трубки. Соединение секций осуществляется гибкими перемычками. В зависимости от условий возможно помещение проводника внутрь шланга с циркулирующей водой.

Для различных размеров свариваемых труб предполагается изготовление разъемных индукторов различных диаметров, имеющих одинаковые разъемы для подведения питания и охлаждения

Математическое моделирование электромагнитных и тепловых процессов при индукционном нагреве участка трубопровода сводится к решению электромагнитной и тепловой задач. Нагрев до сравнительно невысоких температур с небольшой скоростью позволяет принять ряд обоснованных допущений, сводящих решение сложной связанной электротепловой задачи к раздельному последовательному их решению. Температурное поле трубы с учетом принятых допущений описывается дифференциальным уравнением в частных производных [2]

$$\frac{\partial T}{\partial t} = \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(\lambda r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{w(r, x)}{c\gamma}, \quad (1)$$

где $w(r, x)$ – функция распределения мощности внутренних теплоисточников, создаваемых системой индукторов, λ – коэффициент теплопроводности, c – удельная теплоемкость, γ – плотность материала трубы. Теплообмен с окружающей средой учитывается введением граничных условий (2):

$$\left\{ \begin{array}{l} \lambda \frac{\partial T(r_1, x, t)}{\partial r} = \alpha_1 (T(r_1, x, t) - T_c); \\ \lambda \frac{\partial T(r_2, 0, t)}{\partial r} = \alpha_2 (T(r_2, x, t) - T_c); \\ \lambda \frac{\partial T(r, X, t)}{\partial x} = T_c; \\ \frac{\partial T(r, 0, t)}{\partial x} = 0. \end{array} \right. \quad (2)$$

Здесь r_1 , r_2 , X – внешний и внутренний радиусы и длина трубы (с учетом условия симметрии в уравнении (2) достаточно половины длины); α_1 , α_2 – коэффициенты конвективного теплообмена с окружающей средой.

Особенностью постановки задачи (1) – (2) является неопределенное значение длины зоны нагрева, которая должна быть найдена из численного эксперимента. Кроме того, коэффициенты конвективного теплообмена фактически определяются при рассмотрении сложных процессов внутри трубы и в многослойной системе «труба – изоляция – индуктор».

Необходимость рассмотрения многослойного объекта с учетом естественного и принудительного охлаждения предопределяет применение численного метода анализа, поэтому решение тепловой задачи осуществляется методом конечных элементов [3].

Основной задачей подогрева перед сваркой и процесса снятия напряжений является формирование заданного температурного поля. Для качественного решения динамической задачи управления нагревом целесообразно рассмотреть задачу минимизации отклонения температурного распределения в трубе с учетом тепловыделения в зоне сварки.

Библиографический список

1. **Установки** индукционного нагрева / под ред. Слухоцкого А.Е. – Л.: Энергоиздат, 1981 – 328 с.

2. **Лыков А.В.** Теплообмен: справ. – М.: Энергия, 1978. – 480 с.

3. **Зенкевич О.,** Морган К. Конечные элементы и аппроксимация: пер. с англ. – М.: Мир, 1986. 318 с.

*Е.А. Лузанов, студ.,
рук. Р.А. Бикеев, д.т.н., доцент
(НГТУ, г. Новосибирск)*

ИНДУКЦИОННЫЕ ПЕЧИ С ХОЛОДНЫМ ТИГЛЕМ

Благодаря сочетанию в ИПХТ-М холодной металлической поверхности тигля, периферийного индукционного нагрева и возможности электромагнитного обжатия металла в виде выпуклого мениска эти печи обладают следующими положительными свойствами например: отсутствие загрязнения расплава материалом тигля; возможность одновременного расплавления всей шихты, загруженной в тигель, и выдержки полученного расплава при заданной температуре в течение необходимого времени; наличие интенсивного электромагнитного перемешивания жидкого металла без дополнительных специальных устройств, что позволяет получить расплав, равномерный по химическому составу и температуре; возможность плавки любых шихтовых материалов без предварительного приготовления из них электродов; возможность управления формой фронта кристаллизации и структурой затвердевающего слитка, наличие развитой свободной поверхности расплава, что позволяет интенсифицировать рафинировочные процессы; возможность электромагнитного утяжеления мелких добавок, что позволяет получать сложнолегированные сплавы с большим содержанием компонентов, сильно отличающихся друг от друга температурой плавления, плотностью и упругостью паров; возможность работать с любой контролируемой атмосферой при любом давлении.

Использование ИПХТ-М наиболее целесообразно для следующих процессов: выплавки сложнолегированных сплавов с большим содержанием компонентов, сильно различающихся физическими свойствами; рафинировочной плавки химически активных и тугоплавких металлов; получения высококачественных фасонных отливок; восстановления металлов из их соединений; переработки отходов химически активных металлов и их сплавов; направленной кристаллизации металла при непрерывном получении слитка; получение металлических порошков. При плавке металлов в ИПХТ-М не только исключается загрязнение расплава материалами тигля, но и возможна эффективная очистка расплава от неметаллических включений, внесенных в расплав ранее. Главной из этих

особенностей является наличие непосредственного контакта загрузки с интенсивно охлаждаемой металлической поверхностью тигля. Это вызывает большие тепловые потери и вынуждает для обеспечения удовлетворительного КПД печи работать на высоких значениях индукции. В результате обеспечивается обжиг магнитным полем от тигля значительной части поверхности расплава в сочетании с относительно высокой скоростью плавки. Применение ИПХТ-М дает существенный экономический эффект, главным образом за счет повышения качества металла и в связи с этим исключения ряда последующих операций рабочего процесса. Поэтому весьма актуально дальнейшее существенное улучшение этих показателей: сокращение электрических потерь в тигле, уменьшение тепловых потерь от расплава к тиглю и повышение удельных мощностей. В зависимости от назначения ИПХТ-М конструкции печей могут существенно различаться. Однако основные элементы их имеют много общих особенностей. Как правило, ИПХТ-М состоит из газонаполненной или вакуумной камеры, в которой устанавливается плавильный узел, состоящий из холодного тигля с поддоном и индуктора. Снизу плавильной камеры может располагаться камера выгрузки слитка или (р электропечах литейного назначения) камера для установки либо формы. На крышке плавильной камеры располагаются гляделки для наблюдения за процессом, а также технологические устройства (камера загрузки, термпарный ввод, ломик и т.п.). Для вакуумных процессов, а также для предварительной откачки печи при заполнении контролируемой атмосферой печь снабжается вакуумной системой, состоящей из вакуумпроводов, затворов и вакуумных насосов. Холодный тигель ИПХТ-М представляет собой металлическую охлаждаемую конструкцию, собранную из электрически изолированных друг от друга секций. Обычно тигли имеют круглое сечение, однако для формирования в тигле слитков фасонного профиля могут применяться тигли квадратного, прямоугольного или другого сечения. ИПХТ-М представляет собой комплексный агрегат, в общем случае включающий в себя электротехническое, вакуумное или газовое оборудование, различные механизмы с электромеханическим или гидравлическим приводом, средства управления и контроля процессом плавки. Основные элементы электропечи, определяющие ее безопасную работу, – холодный тигель, поддон, индуктор, взрывоопасный клапан – должны систематически подвергаться контролю их состояния: визуальному осмотру, измерению сопротивлений изоляции.

Библиографический список

1. **Тыр Л.Л.,** Губченко А.П. Индукционные плавильные печи для процессов повышенной частоты и точности. – М: Энергоатомиздат, 1988.

*И.Ю. Долгих, асп.,
А.С. Волков, А.Н. Ушаков, студенты,
рук. А.Н. Королёв, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ МОДЕЛИ ИНДУКЦИОННОГО НАГРЕВА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ МЕТОДА ПОСЛОЙНОЙ ДЕКОМПОЗИЦИИ

Совершенствование технологического процесса с целью получения его оптимальных характеристик осуществляется, как правило, на этапе математического моделирования. При исследовании индукционного нагрева поверхностного типа определяющими показателями являются его глубина и температура поверхности изделия. В этом случае широкие возможности представляет использование метода декомпозиции нагреваемого изделия на отдельные слои [1], позволяющим осуществлять совместное моделирование тепловых и электромагнитных процессов индукционного нагрева [2, 3].

Одним из основных вопросов на этапе моделирования является расчёт параметров многообмоточного трансформатора, лежащего в основе применяемой теории. К ним относятся активное и реактивное сопротивление индуктора и слоёв изделия, а также коэффициенты взаимоиндукции между индуктором и слоями и слоёв между собой. Для их определения рационально использование компьютерных программ полевого моделирования, основанных на методе конечных элементов. Ниже приведён пример расчёта в программе Elcut.

Геометрия математической модели индукционного нагрева плоской поверхности включает в себя индуктор, выполненный в виде плоской шины, нагреваемое изделие и границу расчётной области. В изделии выделено четыре слоя, различной толщины, кратной глубине проникновения тока, рассчитанной при заданных начальных параметрах: частоте первичного тока в индукторе $f = 2000$ Гц, магнитной проницаемости $\mu = 20$ и удельном электрическом сопротивлении $\rho = 160 \cdot 10^{-9}$ Ом·м изделия, что соответствует начальной температуре. При этом в соответствии с принимаемыми допущениями считаем, что весь ток сконцентрирован в пределах трёх поверхностных слоёв, что, как показано в [1], не вносит существенной погрешности в расчёт.

Исходными данными модели являются физические свойства материала индуктора (удельное электрическое сопротивление меди $\rho_m = 2 \cdot 10^{-8}$ Ом·м) и указанные выше параметры материала изделия.

При этом на основании допущения о том, что в четвёртом слое ток отсутствует, принимаем его проводимость равной нулю.

Параметры математической модели трансформатора определяются путём поочерёдного включения в индуктор и нагреваемые слои изделия источника тока. Так, например, при включении источника тока в блок индуктора, определяются его собственное активное R_u и реактивное X_u сопротивление, а также значения ЭДС E_1, E_2, E_3 , возникающей в слоях изделия. Далее в соответствии с выражением (1) определяется сопротивление взаимной индуктивности между индуктором и первым слоем.

$$E_1 = j\omega M_{u1} I_u . \quad (1)$$

Важным вопросом является исследование характера изменения рассчитанных параметров в процессе нагрева. При этом наибольший интерес представляет температурная зависимость активного сопротивления слоёв, обусловленная значительным ростом удельного электрического сопротивления, которая легко может быть учтена на основе информации о температуре слоёв изделия, поступающей из тепловой модели [1], и данных, приводимых в литературе о температурной зависимости удельного электрического сопротивления материала изделия.

Проведённое исследование показало на существенное влияние магнитной проницаемости поверхностного слоя на параметры трансформатора, вследствие чего её изменение необходимо учитывать при разработке электромагнитной модели индукционного нагрева ферромагнитных материалов до температур, превышающих точку магнитных превращений.

В целом предложенная методика позволяет с достаточной точностью определить параметры математической модели трансформатора и может быть использована при моделировании электромагнитных процессов индукционного нагрева.

Библиографический список

1. Долгих И.Ю., Королёв А.Н., Захаров В.М. Моделирование динамики температурных процессов при индукционном нагреве // Вестник ИГЭУ. – 2014. – Вып. 5. – С. 57 – 63.
2. Dolgikh I., Korolev A., Orlov A. Induction heating exploration. In material 14th International symposium topical problems in the field of electrical and power engineering. – Doctoral school of energy and geotechnology II, Parnu, Estonia, 2014. – P. 7 – 10.
3. Долгих И.Ю., Королёв А.Н., Захаров В.М. Математическое моделирование электромагнитных и тепловых процессов при индукционном нагреве / Электротехника. Энергетика. Машиностроение: материалы I Междунар. науч. конф. молодых учёных. Ч. 1. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2014. – С. 85 – 88.

*А.Э. Морев, студ., В.А. Промзелев, асп.,
рук. Р.А. Бикеев, к.т.н., доцент
(НГТУ, г. Новосибирск)*

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМА НАГРЕВА НЕМАГНИТНЫХ ИЗДЕЛИЙ В ИНДУКЦИОННОЙ СИСТЕМЕ НА БАЗЕ ПОСТОЯННЫХ МАГНИТОВ

В настоящее время в различных странах начинает разрабатываться оборудование индукционного нагрева немагнитных цилиндрических изделий, вращающихся в магнитном поле, создаваемом катушками постоянного тока или постоянными магнитами [1]. В тоже время электромагнитные, электромеханические и тепловые процессы в таких системах слабо изучены, а их разработка и тем более оптимизация конструктивного исполнения и режимов нагрева заготовок требуют глубокого их исследования.

На рис. 1 представлена схема установки индукционного нагрева изделия во вращающемся поле постоянных магнитов.

В работе выполняется нагрев алюминиевых изделий прямоугольного и цилиндрического поперечного сечения до температуры 550 °С.

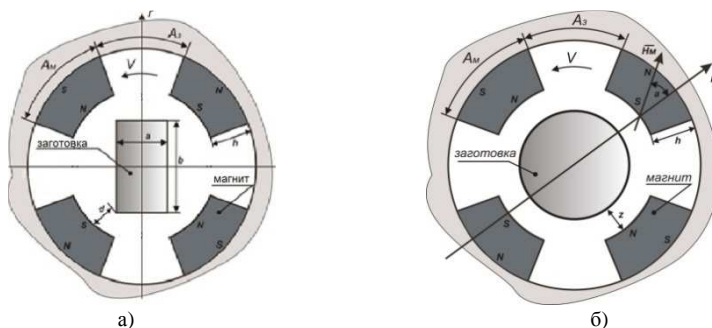


Рис. 1. Схема установки индукционного нагрева изделия прямоугольного (а) и цилиндрического (б) поперечного сечения во вращающемся поле постоянных магнитов: h – высота магнитов; S, N – южный и северный полюса магнита, соответственно; A_m – угловой размер магнита; A_z – угловой размер зазора между магнитами в магнитной системе; a , b – ширина и высота нагреваемой заготовки; d – зазор между нагреваемой заготовкой и поверхностью магнитов; V – направление вращения магнитной системы вокруг нагреваемой заготовки

Высота магнитов $h = 15$ мм, остаточная индукция 1 Тл, коэрцитивная сила 1100 кА/А (направление намагничивания – радиальное). Процесс конвективного теплообмена поверхности вращающегося изделия заготовки с окружающей средой выполнялся при граничном условии 3 рода [1 – 2].

Модель, разработанная в программном комплексе ANSYS, позволила рассчитать связанную электромагнитную и тепловую задачу нагрева немагнитного изделия прямоугольного и цилиндрического поперечного сечения во вращающемся магнитном поле постоянных магнитов.

Получены зависимости распределения температуры по сечению нагреваемых изделий прямоугольного и цилиндрического сечения.

При нагреве заготовок цилиндрического сечения в принятом диапазоне выбранных параметров не превышают максимально допустимые по технологии прессования перепады 50 – 60 °С.

Установлено, что в алюминиевых изделиях прямоугольного поперечного сечения возможно обеспечение температурных перепадов между точками ребра, образованного боковыми поверхностями и точками оси прямоугольного сечения, менее 60 °С. Но это можно получить только при малых скоростях нагрева, обусловленных малыми скоростями вращения поперечного магнитного поля (менее 600 об/мин), при которых получается низкой тепловой КПД процесса нагрева.

Скорость нагрева и максимальный температурный перепад по сечению изделия увеличиваются с ростом числа пар полюсов и скорости вращения магнитной системы.

Энергетические показатели такого вида нагрева изделий прямоугольного сечения достаточно высоки (электрический КПД, близок к 0,7), что определяет его перспективность при условии применения специальных способов выравнивания температурного поля по сечению нагреваемого изделия.

Библиографический список

1. **Experimental** results of a 55 kW permanent magnet heater prototype / M. Bertazzo, M. Bullo, F. Dughiero, M. Forzan, M. Zerbetto. Proceedings of International Symposium HES-13: Heating by Electromagnetic Sources, Padua. Padua, 2013. – P. 377 – 384.

2. **Исследование** энергетических параметров систем индукционного нагрева с магнитами / А.И. Алиферов, Р.А. Бикеев, А.В. Бланк [и др.] // Научный вестник.

*И.Ю. Долгих, асп.,
А.В. Горбатовский, Е. А. Помельников, студенты,
рук. А.Н. Королёв, к.т.н., доцент,
А.С. Орлов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕЛИНЕЙНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ТЕПЛОВОЙ МОДЕЛИ ИНДУКЦИОННОГО НАГРЕВА

Исследование характеристик индукционного нагрева является важной задачей, позволяющей оптимизировать технологические и технико-

экономические показатели процесса, в котором он используется. При этом основными физическими параметрами, характеризующими температурные процессы при индукционном нагреве, являются удельное электрическое сопротивление, теплопроводность и теплоёмкость материала изделия, существенно изменяющиеся в процессе нагрева. В то же время существующие методы расчёта, широко описанные в литературе [1, 2], оперируют усреднёнными значениями указанных величин, что в конечном итоге снижает их точность.

В связи с этим для исследования температурных процессов индукционного нагрева предлагается использование метода декомпозиции изделия на слои [3], позволяющим учитывать нелинейные температурные зависимости параметров, характеризующих процесс нагрева.

Для определения степени влияния указанных параметров выполнено исследование на примере нагрева плоского двухслойного стального изделия с поверхностным слоем Δ , соответствующим глубине проникновения тока [1], с заданными значениями удельного сопротивления ρ_1 , теплопроводности λ_1 и теплоёмкости C_1 (рис. 1). При этом считаем, что вес ток, принятый неизменным в процессе нагрева, сконцентрирован в поверхностном слое. Второй слой, нагреваясь за счёт теплопроводности первого слоя, охлаждается в окружающую среду, что учитывается соответствующим коэффициентом теплоотдачи α_2 .

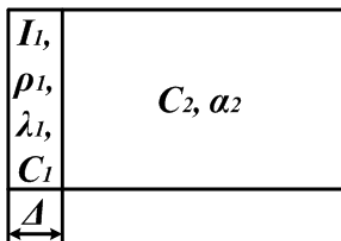


Рис. 1. Эскиз нагреваемого изделия с указанием характеризующих его параметров

На рис. 2 представлены кривые, характеризующие интенсивность нагрева поверхностного слоя изделия, при значениях его удельного электрического сопротивления, теплопроводности и теплоёмкости, соответствующих различным стадиям нагрева. Так кривые 1 и 3 соответствуют значениям параметров изделия в холодном и горячем состояниях соответственно, кривая 2 – средним значениям в интервале применяемых температур. Полученные кривые сравнивались с кривой 4, учитывающей температурную зависимость задаваемых параметров.

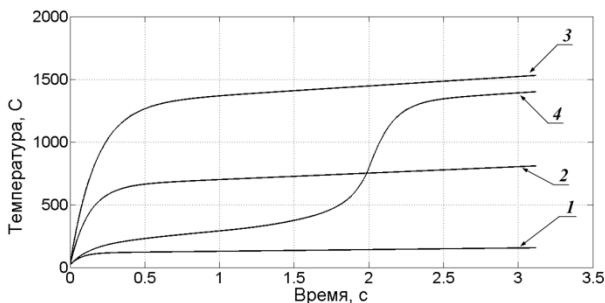


Рис. 2. График зависимости температуры поверхностного слоя изделия для различных значений его удельного электрического сопротивления, теплопроводности и теплоёмкости: 1 – $\rho = 160 \cdot 10^{-9} \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\lambda = 51,5 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^\circ\text{C})$, $c = 483 \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$; 2 – $\rho = 750 \cdot 10^{-9} \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\lambda = 36,5 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^\circ\text{C})$, $c = 580 \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$; 3 – $\rho = 1230 \cdot 10^{-9} \text{ Ом}\cdot\text{м}$, $\lambda = 29,5 \text{ Вт}/(\text{м}\cdot^\circ\text{C})$, $c = 649 \text{ Дж}/(\text{кг}\cdot^\circ\text{C})$; 4 – $\rho = f(T)$, $\lambda = f(T)$, $c = f(T)$

В целом полученные результаты говорят о существенном влиянии на точность расчёта зависимости удельного сопротивления, теплопроводности и теплоёмкости на характер нагрева. Очевидно, что учёт их нелинейных температурных зависимостей позволяет повысить точность расчёта, что необходимо для оптимизации процесса нагрева под конкретные технологические процессы.

Библиографический список

1. **Установки** индукционного нагрева: учеб. пособие для вузов / А.Е. Слухоцкий, В.С. Немков, Н.А. Павлов, А.В. Бамунэр; под ред. А.Е. Слухоцкого. – Л.: Энергоиздат. Ленингр. отд-ние, 1981. – 328 с.
2. **Фомин Н.И.**, Затуловский Л.М. Электрические печи и установки индукционного нагрева. – М.: Металлургия, 1979. – 247 с.
3. **Долгих И.Ю.**, Королёв А.Н., Захаров В.М. Моделирование динамики температурных процессов при индукционном нагреве // Вестник ИГЭУ. – 2014. – Вып. 5. – С. 57 – 63.

*В.А. Сериков, студ.,
Р.А. Бикеев, к.т.н., доцент,
В.С. Чередниченко, д.т.н., профессор
(НГТУ, г. Новосибирск)*

НАГРЕВ ШИХТЫ В РАСПЛАВЕ И УГАР МЕТАЛЛА В ДУГОВЫХ ЭЛЕКТРОПЕЧАХ

В современных дуговых электропечах угар металла во многом зависит от организации технологического процесса и используемого сырья:

доли чугуна в шихте, степени замусоренности стального лома, доли скрапа (продукта шлакопереработки), фракционного состава металлолома и других факторов. Достигнутый уровень выхода годного металла составляет 86 – 90 % от массы загружаемой шихты [1]. Для повышения выхода годного металла необходимо изучать процессы, протекающие в рабочем пространстве печи, которые определяют потери металла во время плавки.

Одним из путей снижения общего угара металла в ДСП является проведение плавки с большим объемом остатка жидкого металла и шлака в печи после слива металла. Расплавление шихты в расплаве происходит без паробразования и с минимальным окислением железа.

Для количественной оценки скорости расплавления шихты в расплаве были рассмотрены теплофизические процессы энергетического взаимодействия шихты с расплавом. В начальной стадии после погружения фрагментов шихты в расплав на поверхности этих фрагментов возможно появление слоя твердой фазы, называемого гарнисажем. Скорость формирования гарнисажа и плавления гарнисажа и шихты определяются температурным полем в рассматриваемой системе теплообмена.

Была рассмотрена математическая модель этих процессов. Результатами моделирования нестационарной теплопроводности явился расчет толщины гарнисажа и определение интенсивности нагрева шихты в период формирования гарнисажа, когда на поверхность фрагмента шихты поступает тепловой поток от гарнисажа и расплава. За счет инерционности теплопроводности [2] значение температуры $t_{x=0}$ в центре фрагмента шихты оказывается зависимой от δ_n . Эта характеристика приведена на рис. 1.

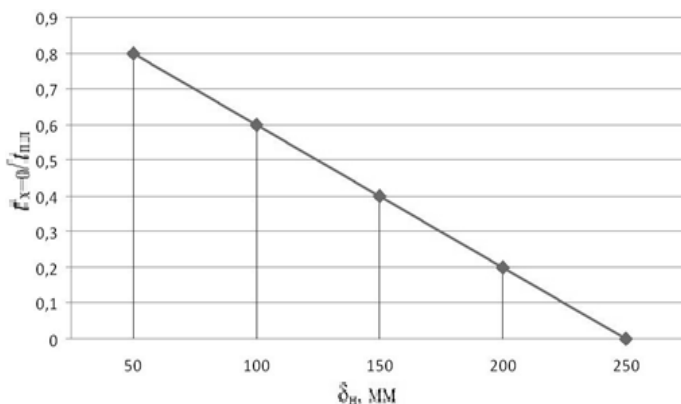


Рис. 1. Температура фрагмента шихты $t_{x=0}$ в зависимости от геометрических размеров металлолома

Было получено, что при коэффициенте теплообмена $\alpha = 1,3 \text{ кВт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$, плотность теплового потока становится равной $148200 \text{ Вт}/\text{м}^2$, толщина гарнисажа оказывается равной нулю ($\delta_{\text{гарн}} = 0$), а на поверхности фрагмента шихты происходит плавление металла без образования гарнисажа.

Так же математическое моделирование показало, что при увеличении температуры расплава до $t_{\text{расп}} = 1700 \text{ }^\circ\text{C}$, значение коэффициента теплообмена, при котором не образуется гарнисаж, снижается до $\alpha = 1 \text{ кВт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$.

Коэффициенты теплообмена α меньше $1 \text{ кВт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$ могут наблюдаться в расплавах, в которых преобладает термодиффузионное перемешивание. В современных ДСП расплав перемешивается кислородными струями и всплывающими пузырями CO . Свой вклад в перемешивание вносят электрические дуги, оказывающие динамическое давление на расплав плазменными струями. Кроме того, используется продувка ванн снизу инертным газом. В соответствии с этим фактически теплообмен между расплавом и шихтой происходит при коэффициентах теплообмена $\alpha \geq 10 \text{ кВт}/(\text{м}^2 \cdot ^\circ\text{C})$. Поэтому нагрев шихты необходимо рассматривать без учета формирования гарнисажа на поверхности.

В настоящее время уже не подвергается сомнению, что использование жидкого остатка в ванне печи после слива обеспечивает снижение угара металла, так как в перегретом расплаве оказывается шихта не только сразу после загрузки из корзины, но и часть шихты, находящейся в начале плавки сверху расплава, за счет ее оседания и обвалов, также погружается в расплав. Процессы теплообмена шихты с расплавом должны контролироваться и оптимизироваться специализированной подсистемой АСУ ТП по алгоритмам, обеспечивающим и учитывающим следующие параметры плавки:

1. Поддержание оптимальной температуры расплава.
2. Контроль теплового состояния расплава в различных зонах печи.
3. Обеспечивать необходимую скорость нагрева металла в печи.
4. Поддерживать необходимую интенсивность и качество перемешивания расплава.
5. Оценивать толщину слоя шлака.
6. Проводить оценку теплового состояния ванны металла перед загрузкой первой и второй корзины шихты.
7. Поддерживать оптимальную массу и температуру расплава после слива металла.
8. Контролировать минимальное охлаждение электродов в бестоковых паузах с оценкой температуры электродов перед зажиганием дуговых разрядов.

Полученные результаты исследований и анализа процессов расплавления шихты в перегретом металле и шлаке оказываются актуальными не только для электропечей емкостью более 25 тонн, но и печей, используемых в литейных производствах [3]. Например, эффективность работы электропечи ДСП-6Н1, в АСУ ТП которой заложены часть перечисленных параметров плавки, характеризуется следующими эксплуатационными показателями: снижение расхода электроэнергии на 77 кВт·ч/т (11,3 %) за счет уменьшения времени расплавления шихты и уменьшение расхода электродов на 28 %.

Библиографический список

1. **Бигеев В.А.**, Федянин А.Н., Брусникова А.В. Особенности и проблемы выплавки стали в современных дуговых сталеплавильных печах // *Электрометаллургия*. – 2014. – № 3. – С. 3 – 4.
2. **Бикеев Р.А.**, Чердниченко В.С., Кузьмин М.Г. Электромагнитные и тепловые процессы в рабочем пространстве сверхмощных дуговых сталеплавильных печей. Ч. 1 // *Электрометаллургия*. – 2013. – № 8. – С. 24 – 30.
3. **Дуговые** электропечи для литейной промышленности / М.Г. Кузьмин, В.С. Чердниченко, Р.С. Бикеев [и др.] // *Электрометаллургия*. – 2013. – № 8. – С. 2 – 7.

*М.А. Ваганова, студ.,
рук. Л.П. Горева, к.т.н., доцент
(НГТУ, г. Новосибирск)*

СИММЕТРИРОВАНИЕ ШИХТОВАННЫХ ПАКЕТОВ РУДНОТЕРМИЧЕСКИХ ЭЛЕКТРОПЕЧЕЙ

Рост производства и потребления стали инициирует рост производства и потребления ферросплавов. Основными агрегатами для производства ферросплавов и некоторых других продуктов являются руднотермические печи (РТП).

Одной из задач является проектирование вторичного токоподвода, обеспечивающего минимум электрических потерь в токоподводе, максимум коэффициента мощности, симметрию мощностей фаз, дающую равномерное распределения мощности в ванне печи.

Чаще всего для круглых трехэлектродных печей используется схема вторичного токоподвода «треугольник на электродах» (рис. 1), в которой преобразование схемы треугольника в звезду осуществляется непосредственно на электродах, а, значит, до электродов протекают токи полуфаз в соответствии с компоновкой выводов трансформатора.

При оценке возможности и целесообразности применения трубчатого токоподвода учитывается следующее: трубины, по сравнению с прямоугольными шинами, обладают повышенной индуктивностью.

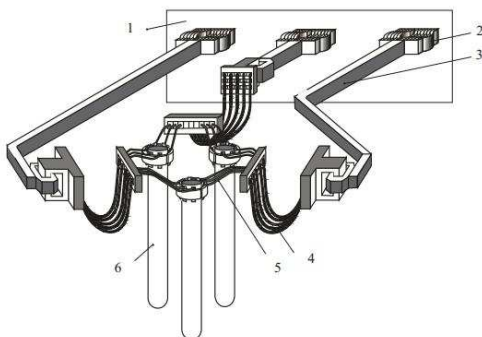


Рис. 1. Эскиз вторичного токоподвода РТП: 1 – трансформатор; 2 – компенсаторы; 3 – шинопакет; 4 – гибкий токоподвод; 5 – трубки электродержателя; 6 – электрод

В схеме «треугольник на электродах» соединение проводников короткой сети в треугольник производится на электродах, а по проводникам короткой сети протекают токи противоположных направлений, что создает условия для компенсации магнитного потока (бифиляция), а значит, существенного уменьшения реактивного сопротивления короткой сети. На практике бифиляция осуществляется перешихтовкой проводников в пакете. Перешихтовка прямоугольных шин заключается в чередовании проводников полуфаз (рис. 2).

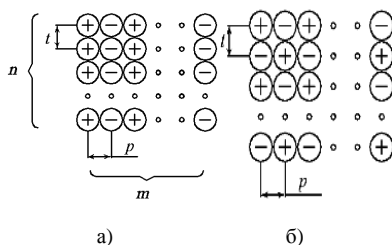


Рис. 2. Варианты перешихтовки пакетов трубины: а) коридорный, б) шахматный

Самым длинным в конструкции вторичного токоподвода РТП является жесткий неподвижный участок (см. рис. 1, поз. 3), выполняемый в виде пакета прямоугольных шин или водоохлаждаемых трубины. Его длина определяется габаритами рабочего пространства и компоновкой

оборудования. Одностороннее расположение источника питания относительно ванны печи затрудняет полное симметрирование системы, так как при этом существует значительная разница в длинах шинопакетов средней и крайних фаз. В ПО ANSYS были исследованы электрические параметры шинопакетов с различными способами перешихтовки, в зависимости от геометрии сечения: параметров t , p , n , m (см. рис. 2). Полученные результаты позволяют получить алгоритмы симметрирования жесткого токопровода фаз РТП.

1. Спроектировать шинопакет крайней фазы с перешихтовкой и расстояниями между проводниками, обеспечивающими минимальное индуктивное сопротивление.

2. Оценить, при каких расстояниях при том же варианте шихтовки может быть достигнуто желаемое сопротивление средней фазы.

3. Если расстояния по п. 2 недопустимо увеличивают габариты пакета, рассмотреть применение для средней фазы другого способа перешихтовки, с меньшей степенью бифилиации проводников в пакете, а значит большее индуктивное сопротивление.

4. Определить взаимные расстояния между проводниками средней фазы, обеспечивающие равные или максимально близкие значения индуктивного сопротивления крайней и средней фаз.

Библиографический список

1. Данцис Я.Б. Короткие сети и электрические параметры дуговых электропечей: справ. изд. / Я.Б. Данцис, Л.С. Кацевич, Г.М. Жиллов [и др.] / 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Металлургия. – 1987. – 320 с.

*С.И. Творогов, студ.,
рук. Л.П. Горева, к.т.н., доцент
(НГТУ, г. Новосибирск)*

СИММЕТРИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ШИХТОВАННЫХ ПАКЕТОВ ПРЯМОУГОЛЬНЫХ ШИН РУДНОТЕРМИЧЕСКИХ ПЕЧЕЙ

Основными условиями, которым должна удовлетворять короткая сеть трехфазной электропечи, являются: минимальное активное и индуктивное сопротивления и их симметрия по фазам. Соблюдение этих условий позволяет мощностью, получаемую из питающей сети, использовать с высоким электрическим КПД и высоким коэффициентом мощности, а в ванне печи равномерно распределить ее между фазами.

Мощные руднотермические печи (РТП) в конструкции вторичного токоподвода имеют жесткий неподвижный участок (рис. 1), выполняемый в виде пакета прямоугольных шин или водоохлаждаемых трубошин. Зачастую он является самым протяженным из всех участков короткой сети. В установках с рабочими токами до 40 кА целесообразно выполнять этот участок в виде прямоугольных шин, так как они имеют меньшее индуктивное и активное сопротивления по сравнению с трубошинами. Толщина медных шин 10 – 12 мм является оптимальной по условиям поверхностного эффекта, высота до 400 мм ограничивается условиями охлаждения пакета шин.

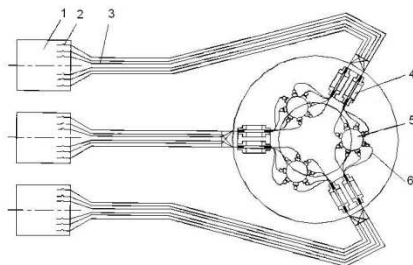


Рис. 1. Схема короткой сети РТП: 1 – трансформатор; 2 – компенсаторы; 3 – жесткий токоподвод; 4 – гибкий токоподвод; 5 – электрод; 6 – трубки электрододержателя

С целью снижения индуктивного сопротивления жесткие участки коротких сетей (позиция 3 рис. 1) по возможности выполняются сбиблированными. На практике бифилиция осуществляется перешихтовкой проводников в пакете. При этом используется чередование проводников полуфаз (рис. 2, а), обеспечивающее максимальную компенсацию магнитного потока.

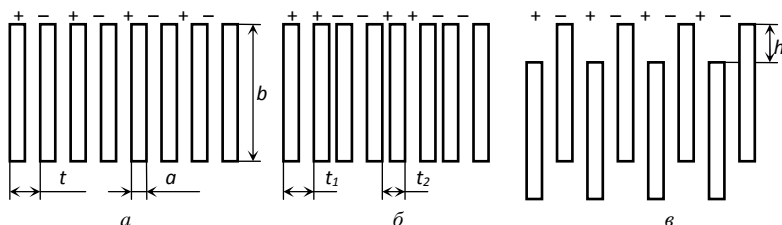


Рис. 2. Варианты сечения шинного пакета: а – чередование проводников полуфаз; б – парное чередование полуфаз с разными расстояниями между шинами одноименных и разноименных фаз; в – с вертикальным сдвигом чередующихся полуфаз

Из рис. 1 видно, что длина шинопакетов крайних фаз может быть почти в два раза больше, чем средней фазы. Это является причиной некоторой несимметрии сопротивлений фаз. Так как индуктивное сопротивление шинопакетов в несколько раз больше активного, далее речь пойдет о симметрировании именно индуктивного сопротивления.

Индуктивное сопротивление зависит не только от длины проводников, но и от геометрии сечения. Вариант рис. 2, *а* для увеличения индуктивного сопротивления в два раза требует существенного увеличения расстояния между шинами t , что непозволительно увеличивает общие габариты шинопакета. Поэтому предложены два других варианта сечения (рис. 2, *б* и *в*). Методик расчета параметров шинопакетов с такими сечениями не существует [1], поэтому для исследования использован метод численного моделирования электромагнитного поля системы параллельных проводников в ПО ANSYS. Вариант *б* при равенстве t_1 и t_2 дает увеличение x более чем в 2 раза. Увеличение t_1 при фиксированном минимальном t_2 может дать желаемый результат.

Желаемого эффекта также можно добиться также вертикальным смещением проводников чередующихся полуфаз. Предпочтительность вариантов *б* или *в* определяется конкретной ситуацией компоновки оборудования печи. Если конструкция позволяет увеличивать вертикальные габариты шинопакета, то вариант *в* предпочтительнее, так как он позволяет при сравнительно малых смещениях h получать заметное изменение индуктивного сопротивления. ПО ANSYS позволяет выполнить многовариантные расчеты и получить количественные зависимости параметров шинопакетов от их конструктивных факторов.

Библиографический список

1. Данцис Я.Б. Короткие сети и электрические параметры дуговых электропечей: справ. изд. / Я.Б. Данцис, Л.С. Канцевич, Г.М. Жилов [и др.] / 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Металлургия. – 1987. – 320 с.

*Р.И. Валиев, А.А. Хафизов, студенты,
рук. Ю.И. Шакиров, к.т.н., доцент
(НЧИ КФУ, г. Набережные Челны)*

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ОЧИСТКИ И СНЯТИЯ ЗАУСЕНЦЕВ С ПОВЕРХНОСТИ ИЗДЕЛИЙ ПЛАЗМЕННОЙ ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКОЙ УСТАНОВКОЙ С ЖИДКИМ КАТОДОМ

Одной из основных технологических операций при изготовлении и восстановлении изношенных деталей в машиностроении является опера-

ция очистки поверхности и снятия заусенцев после механической обработки. Операцию очистки поверхности полупроводников приходится выполнять в приборостроении и электронике. Удаление заусенцев определяет качество и надежность работы агрегата, повышает его эксплуатационные свойства, товарный вид.

Для оптимизации процесса очистки и снятия заусенцев разработана экспериментальная плазменная электротермическая установка (ПЭТУ) с жидким электродом для исследования характеристик разряда между металлическим анодом и жидким катодом: вольтамперных характеристик, распределение потенциала, напряженности электрического поля в плазме и плотности тока на электродах которые позволят разработку ПЭТУ с жидким катодом для технологического применения. [1] (рис. 1). Экспериментальная установка предназначена для исследования электрического разряда в диапазоне параметров $U_p = 0,3 - 3000$ В, токов $I = 0,01 \div 200$ А, $j_s = 0,1 - 25$ А/см², межэлектродных расстояний $l = 0,1 - 100$ мм.

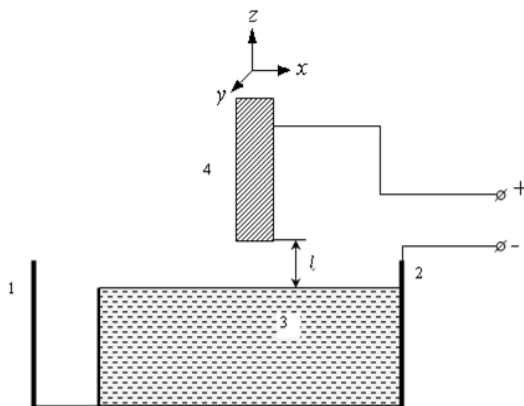


Рис. 1. Схема электролитической ванны с проточным электролитическим катодом: 1 – электролитическая ванна; 2 – токоподвод (металлическая ванна); 3 – электролит; 4 – металлический анод

Полученная обобщенная вольтамперная характеристика может быть рекомендована для использования в расчетах при разработке промышленной технологической ПЭТУ с жидким катодом для очистки и снятия заусенцев с поверхности изделий.

Для образования сплошной парогазовой оболочки, хотя бы и неустойчивой, необходимо обеспечить выделение в прианодной зоне энергии, достаточной для вскипания электролита в некотором объеме.

Напряжение разряда (≈ 120 В) практически не влияет на параметры качества поверхности и на скорость очистки детали. Плотность же анод-

ного тока влияет и на качество обработки и на продолжительность обработки. Температура электролита влияет на качество обработанной поверхности. Исследования показали, что с увеличением температуры электролита уменьшается производительность процесса. Поэтому мы охлаждали электролит с помощью проточной водопроводной воды.

Достигнуто эффективное удаление заусенцев, оставшихся после механической обработки, с кромок деталей сложной конфигурации, электрическим разрядом между обрабатываемой деталью и жидким электродом. Площадь парогазового слоя начинает расширяться со скоростью $0,005 \div 0,01$ м/с. Ток растет, и через $8 \div 12$ с, при критических условиях слой разрывается взрывом, далее процесс повторяется. При $h = 10^{-3}$ м, площадь поверхности слоя доходит до $0,012 \div 0,015$ м², а ток разряда до 200 А. Исследования показали, что процесс снятия заусенцев следует вести при $4 \text{ A/cm}^2 < j_a < 13 \text{ A/cm}^2$, напряжении $80 \text{ В} < U_p < 120 \text{ В}$ и температуре ~ 800 °С.

Заключение. Для обработки деталей необходим источник питания выпрямленным напряжением $U = 400 - 550$ В мощностью до 100 кВт. В процессе анализа установлены режимы, при которых производительность снятия заусенцев повышается в 2 – 2,5 раза по сравнению с электроэрозионным способом, одновременно шероховатость снижается до $0,16 - 0,08$ мкм (класс шероховатости 8 – 9).

Библиографический список

1. Система управления процессом обработки поверхности изделий плазменной электротермической установкой с жидким электродом / Р.И. Валиев, В.И. Ильин, Б.Ю. Шакиров, Ю.И. Шакиров // Научно-технический вестник Поволжья. – 2012. – № 1. – С. 131 – 138.

*Ю.О. Шапина, К.С. Шашурин, студенты,
рук. И.В. Томина, к.ф.-м.н., доцент,
И.Ю. Долгих, ст. преподаватель
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ОСОБЕННОСТИ ГАРМОНИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ПРИ ИНДУКЦИОННОМ НАГРЕВЕ

Индукционный нагрев широко используется для бесконтактного нагрева изделий разных видов с целью получения их структуры, соответствующей заданным показателям качества. При этом часто в качестве источников питания используются полупроводниковые статические преобразователи частоты, с заданной её величиной и требуемой амплитудой напряжения. Выраженной особенностью полупроводниковых преобразо-

вателей является несинусоидальный характер выходного напряжения. Чаще всего его форма имеет двухполярный прямоугольный вид. В этом случае при разложении в ряд Фурье отсутствует постоянная и косинусные составляющие, а также чётные гармоники, и он имеет вид в соответствии с выражением (1).

$$u(t) = \sum_{k=1}^{\infty} U_{mk} \sin(k\omega t), \quad (1)$$

где U_{mk} – амплитуда k -й гармоники напряжения, определяемая по выражению (2):

$$U_{mk} = \frac{4U_{max}}{k\pi}, \quad (2)$$

где $k = 1, 3, 5, \dots$ – порядок гармоники; U_{max} – максимальная величина прямоугольно изменяющегося напряжения.

При бесконтактном поступлении электромагнитной энергии от индуктора к поверхности нагреваемого изделия наводимый в нём электрический ток характеризуется глубиной проникновения Δ , в которой он выделяет основную греющую мощность:

$$\Delta = \sqrt{\frac{2}{\omega\mu_0\mu\gamma}}, \quad (3)$$

где Δ – глубина проникновения электромагнитной энергии; $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м – магнитная проницаемость воздуха; μ, γ – относительная магнитная проницаемость и проводимость нагреваемого материала изделия.

Выражение (3) показывает, что для каждой из гармоник глубина проникновения будет зависеть от порядка k и определяется формулой (4):

$$\Delta_k = \sqrt{\frac{2}{k\omega_1\mu_0\mu\gamma}} = \frac{\Delta_1}{\sqrt{k}}, \quad (4)$$

где $\Delta_1 = \sqrt{\frac{2}{\omega_1\mu_0\mu\gamma}}$ – глубина проникновения для первой гармоники тока;

$\omega_1 = 2\pi f_1 = 2\pi/T$ – угловая частота первой гармоники.

Активное сопротивление проводника может быть определено по его длине l , проводимости γ и площади поперечного сечения S_k . При одинаковой для всех гармоник длине проводника и его ширине a , активное сопротивление каждого слоя для k -й гармоники определяется выражением (5):

$$R_k = R_1 \sqrt{k}, \quad (5)$$

где R_l – активное сопротивление прямоугольного плоского проводника для первой гармоники и наводимого в изделии тока.

При допущении о пропорциональной зависимости индуктивного сопротивления стального проводника от глубины проникновения имеем выражение для его определения (6):

$$X_k = \frac{X_l}{\sqrt{k}}, \quad (6)$$

где X_l – индуктивное сопротивление проводника току первой гармоники.

В целом величина действующего значения тока k -й гармоники в нагреваемом слое определяется выражением (7):

$$I_k = \frac{U_{mk}}{\sqrt{2}Z_k} = \frac{4U_{max}}{\sqrt{2k\pi}\sqrt{R_l^2k + \frac{X_l^2}{k}}} = \frac{4U_{max}}{\sqrt{2k\pi}\sqrt{R_l^2k^2 + X_l^2}}. \quad (7)$$

Активная мощность, выделяемая k -й гармоникой в своём слое, определяется выражением (8):

$$P_k = R_k I_k^2 = \frac{8U_{max}^2 R_l}{\sqrt{k}\pi^2 (R_l^2 k^2 + X_l^2)}. \quad (8)$$

Полученная методика определения энергетического вклада высших гармоник напряжения источника питания в индукционный нагрев позволяет более точно рассчитывать его и оптимизировать технологические параметры процесса.

*М.С. Швецова, студ.,
рук. Л.П. Горева, к.т.н., доцент
(НГТУ, г. Новосибирск)*

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ КОРОТКОЙ СЕТИ РУДНОТЕРМИЧЕСКОЙ ЭЛЕКТРОПЕЧИ

Электрические параметры вторичного токоподвода электродуговой установки определяют энергетическую эффективность ее работы, так как единичные мощности такого оборудования достигают 100 МВА. Поэтому одной из задач при проектировании является разработка вторичного токоподвода, обеспечивающего минимум электрических потерь в токо-

подводе, максимум коэффициента мощности, симметрию мощностей фаз, обеспечивающую равномерность распределения мощности в ванне печи.

На рис. 1 представлена конструкция вторичного токоподвода современной круглой руднотермической печи (РТП). Несмотря на значительную протяженность токоподвода в целом, за счет максимального использования компенсации магнитного потока (бифиляция) удастся существенно уменьшить реактивное сопротивление короткой сети.

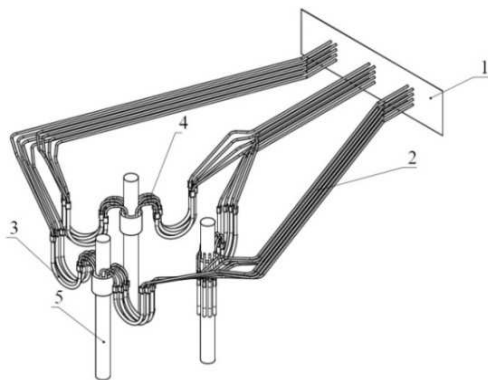


Рис. 1. Эскиз короткой сети круглой трехэлектродной РТП «треугольник на электродах»: 1 – трансформатор; 2 – шинопакет; 3 – гибкий токоподвод; 4 – трубки электрододержателя; 5 – электрод

Максимально сбифлировать токоподвод удастся на участке шинопакета, где, как правило, рядом расположены проводники противоположных полуфаз. Этот участок выполняют в виде прямоугольных шин или водоохлаждаемых трубошин. При этом возможны различные варианты перешихтовки трубошин полуфаз в пакете: шахматная, коридорная и др. Расстояния между проводниками в пакете ограничиваются условиями охлаждения и обеспечения надежной электроизоляции. Исследование влияния параметров шинопакета на электрические характеристики короткой сети производится в программной среде ANSYS.

Очень специфичным по конструкции, а значит и по способу определения активного и индуктивного сопротивления, является жесткий подвижный участок трубок электрододержателя (поз. 4 рис. 1). Это обусловлено сложной трехмерной пространственной конфигурацией трубок, ведущих к охватывающим электрод контактным щекам. В зависимости от мощности РТП контактных щек может быть 2 – 12. К каждой контактной щекке подходит по 2 трубки, что обеспечивает замкнутый контур водоохлаждения. Согласно схеме (рис. 1) с разных сторон к электроду подво-

дятся полуфазы разных фаз, при этом осуществляется преобразование схемы «треугольник» в «звезду».

Следует отметить, что на данном участке пучок трубок несет ток одной полуфазы, а, значит, компенсация магнитного потока слабая. По данным [1] индуктивность данного участка составляет 20 – 40 % индуктивности короткой сети в целом.

В литературе [1] приводится методика определения индуктивного сопротивления шихтованных пакетов с учетом их реальной конструкции. Однако методика расчета индуктивного сопротивления трубок электрододержателя сводится к расчету собственного индуктивного сопротивления по усредненной длине трубок и применению поправочных коэффициентов. Реальная геометрия участка и перераспределение тока между параллельными проводниками фаз при этом не учитывается.

Предлагается заменить реальные изогнутые проводники этого участка ломаными линиями и применить известные в литературе формулы для расчета собственной индуктивности и взаимоиндуктивности двух прямолинейных проводников, произвольно расположенных в пространстве. При этом неравномерность распределения тока по отдельным трубкам учитывается итерационным расчетом.

При расчете активного сопротивления учитывается поверхностный эффект и эффект близости между участками проводников.

Неравномерность распределения тока по отдельным трубкам может быть учтена итерационным расчетом. На начальной итерации токи в проводниках принимаются равными и корректируются по результатам расчета сопротивлений проводников на каждом шаге итерационного процесса. Расчет данного участка проводится в программе BASIC.

Библиографический список

1. **Данцис Я.Б.** Короткие сети и электрические параметры дуговых электропечей: справ. изд. / Я.Б. Данцис, Л.С. Кацевич, Г.М. Жилов [и др.] / 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Металлургия. – 1987. – 320 с.

*А.А. Хафизов, Р.И. Валиев,
рук. Ю.И. Шакиров, к.т.н., доцент
(НЧИ КФУ, г. Набережные Челны)*

ПЛАЗМЕННАЯ УСТАНОВКА С ЖИДКИМ ЭЛЕКТРОДОМ ДЛЯ ПОВЕРХНОСТНОГО УПРОЧНЕНИЯ МАТЕРИАЛОВ

Плазменные методы нанесения износостойких покрытий или физико-химического модифицирования поверхностного слоя деталей позво-

ляют снизить длительность технологического процесса, энергоёмкость, сохранить базовые геометрические размеры деталей [1].

Обеспечение стабильности показателей качества поверхности деталей, а также высоких экономических показателей является приоритетной задачей. Исходя из этого, перспективным направлением совершенствования плазменной установки для термообработки деталей [2] является разработка головки технологической плазменной электротермической установки (ТПЭТУ).

Экспериментальные исследования электрического разряда между металлическим анодом и электролитическим катодом при атмосферном давлении проводились в широком диапазоне тока $I = 0,5 \div 10$ А, напряжения $U = 0,5 \div 5$ кВ, межэлектродного расстояния $l = 5 \div 50$ мм, диаметра анода $d_a = 5 \div 40$ мм для различного состава и концентрации электролита. В экспериментах в качестве металлического анода использована медь с различной геометрической формой.

Одним из наиболее важных электрических параметров является вольт-амперная характеристика (ВАХ) разряда. Результаты экспериментального исследования ВАХ разряда между электролитическим катодом из технической воды и медным анодом различного диаметра для различных межэлектродных расстояний при атмосферном давлении показаны на рис. 1.

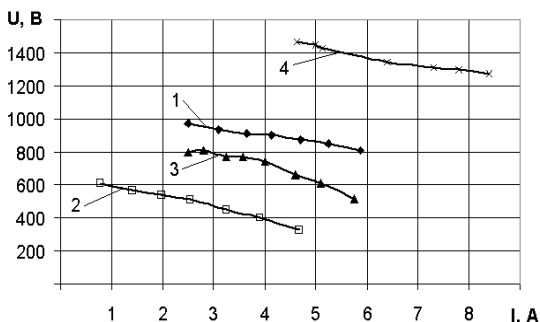


Рис. 1. ВАХ электрического разряда между медным цилиндрическим анодом и электролитическим катодом (техническая вода) для различных межэлектродных расстояний и диаметров анода: 1 – $d_a = 25$ мм, $l = 25$ мм; 2 – $d_a = 25$ мм, $l = 8$ мм; 3 – $d_a = 15$ мм, $l = 25$ мм; 4 – $d_a = 40$ мм, $l = 40$ мм

При помощи пакета программ Excel и MathCad для разряда между электролитическим катодом из технической воды и металлическим анодом получили обобщенное критериальное уравнение в виде:

$$\frac{U \cdot I^{0,5}}{I} = 5752 \left(\frac{I}{I^{0,75}} \right)^{-1,1}.$$

Зависимость $\frac{U \cdot I^{0,5}}{I}$ от параметра $\frac{I}{I^{0,75}}$ представлена на рис. 2.

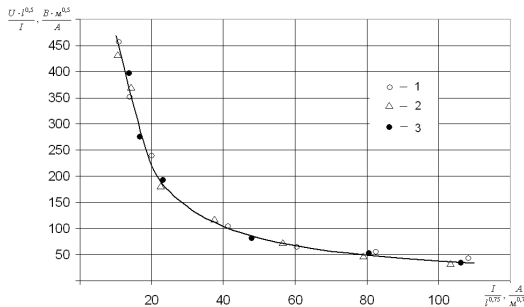


Рис. 2. Обобщенная вольтамперная характеристика разряда между электролитическим катодом из технической воды и металлическим анодом из меди при $d_a = 15$ мм: 1 – $l = 3$ мм; 2 – $l = 7$ мм; 3 – $l = 13$ мм

На основе экспериментальных исследований разработана головка ТПЭТУ. Она изготовлена из кварцевого стекла, которая охлаждается водой. В канал подается плазмообразующий газ. Разряд происходит между охлаждаемым медным анодом и электролитом.

Управление режимами упрочнения поверхности материалов осуществляется за счет изменения параметров напряжения формируемых в высоковольтном источнике напряжения (рис. 3).

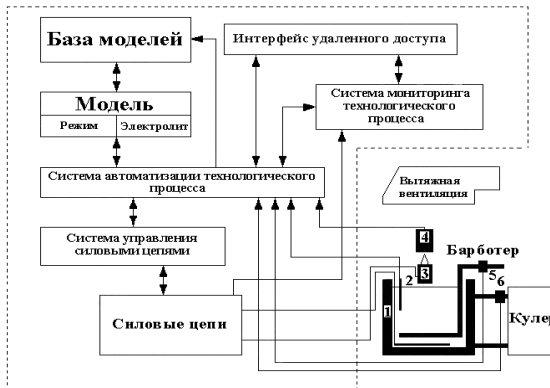


Рис. 3. Обобщенная блок-схема технологической плазменной электротермической установки: 1 – электролитная ванна; 2 – датчик температуры электролита; 3 – головка ТПЭТУ; 4 – обрабатываемая деталь; 5 – датчик расхода воздуха; 6 – датчик давления воды в системе охлаждения электролитной ванны

Заключение. На основе экспериментальных исследований получено обобщенное критериальное уравнение и разработана плазменная электротермическая установка для поверхностного упрочнения материалов.

Библиографический список

1. Сулов, А.Г. Качество поверхностного слоя деталей машин / А.Г. Сулов. – М.: Машиностроение, 2000. – 320 с.
2. Многоканальная плазменная установка с электролитическим катодом / Ю.И. Шакиров, Р.И. Валиев, А.А. Хафизов, Г.Ю. Шакирова // Автомобильная промышленность. – 2011. – № 2. – С. 36 – 38.

*В.А. Суяшов, студ.,
рук. Р.А. Бикеев, к.т.н., доцент
(НГТУ, г. Новосибирск)*

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ИНДУКЦИОННОЙ ТИГЕЛЬНОЙ ПЕЧИ ПРИ ПОРЦИОННОЙ РАЗЛИВКЕ АЛЮМИНИЯ

В последние годы наметилась тенденция к расширению области использования тигельных индукционных печей в направлении плавки металлов с низким удельным сопротивлением, таких, как алюминий и медные сплавы с применением устройств порционной разливки. В этом случае тигельная печь работает в роли копильника с изменяемым уровнем расплава. При этом изменение уровня расплава, для стабилизации его температуры, требует изменяемой (регулируемой) мощности вводимой расплава не только по величине, но и по пространственной конфигурации (в соответствии с уровнем расплава). Такое конструктивное решение требует исследования зависимости мощности, выделяемой в расплаве от его уровня, числа витков индуктора, числа секций индуктора и т.д. Это объясняется эксплуатационными преимуществами, которые создает плавка в тигельных печах по сравнению с плавкой в печах других типов (например, в канальных индукционных печах). В соответствие с этим работа является актуальной.

Основным инструментом научного исследования является программный комплекс ANSYS. За основу принят метод конечных элементов, позволяющий непрерывную область задачи, имеющую бесконечное число степеней свободы, разбить на конечное, хотя и достаточно большое, число областей, в которых параметры постоянны [1].

Разработана модель индукционной тигельной электропечи в двумерной осесимметричной постановке в программном комплексе конечно-

элементного моделирования ANSYS, позволяющая рассчитывать энергетические параметры индукционной системы, при порционной разливке.

На основе разработанной модели были получены зависимости коэффициента мощности индуктора, электрического КПД индуктора, электрических потерь в индукторе, активной мощности от порционного изменения уровня расплава. Приведены на рис. 1 – 4.

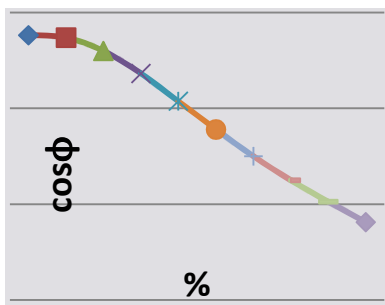


Рис. 1. Коэффициент мощности индуктора с расплавом от объема выпускаемого металла

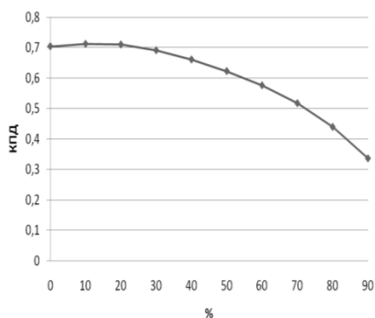


Рис. 2. Электрический КПД индукционной системы от объема выпускаемого металла

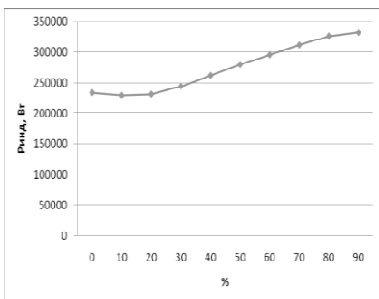


Рис. 3. Электрические потери в индукторе от объема выпускаемого металла

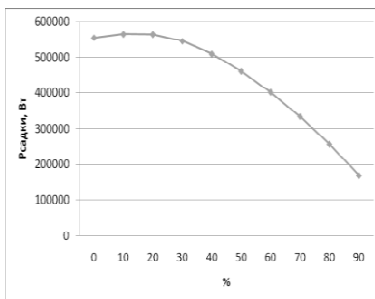


Рис. 4. Активная мощность в расплаве от объема выпускаемого металла

С уменьшением объема расплава в тигле коэффициент мощности, электрический КПД, активная мощность уменьшаются при неизменной величине напряжения на индукторе. При этом электрические потери в индукторе растут.

Библиографический список

1. ANSYS [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.ansys.com/> (01.02.2015).

**А.А. Хафизов, С.Н. Тимергалиев,
рук. Ю.И. Шакиров, к.т.н., доцент
(НЧИ КФУ, г. Набережные Челны)**

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ И ТЕПЛОВЫХ ПОТОКОВ ПРИ НАНЕСЕНИИ ПОКРЫТИЙ ФЕРРОМАГНИТНЫМ ПОРОШКОМ ПЛАЗМЕННОЙ ЭЛЕКТРОТЕРМИЧЕСКОЙ УСТАНОВКОЙ С ЖИДКИМ КАТОДОМ

Прочность защитного покрытия и поверхностное упрочнение наносимого с помощью плазменной струи, полученного в электрическом разряде с жидким катодом, и его сцепление с подложкой в значительной степени зависит от наличия остаточных напряжений в системе покрытие-подложка. Снизить уровень остаточных напряжений можно путем нанесения на подложку дополнительного подслоя [1]. Поэтому при разработке технологии нанесения покрытий (подложка + подслоя) важное значение приобретает информация о распределении температуры и температурных градиентов в подложке и подслое, и в области их контакта.

В данной работе приводятся результаты математического моделирования температурного состояния системы подложка-подслоя при нанесении защитных покрытий из ферромагнитного порошка, полученного в высоковольтном электрическом разряде между стальным электродом-анодом и жидким катодом, плазменной струей на стальные образцы. Тепловое воздействие частиц покрытия на свободную поверхность подслоя принимается эквивалентным разогреву этой поверхности тепловым потоком заданной мощности $q = \text{const}$. Температура t_0 подложки и подслоя в начальный момент времени одинаково, а толщина подложки $l-d \gg d$ толщины подслоя. Можно считать, что распределение температурных полей в указанной системе осуществления путем теплопроводности следующим образом:

$$\frac{\partial t_1(x, \tau)}{\partial \tau} = a_1 \cdot \frac{\partial^2 t_1(x, \tau)}{\partial x^2} \quad (0 < x < d, \quad \tau > 0), \quad (1)$$

$$\frac{\partial t_2(x, \tau)}{\partial \tau} = a_2 \cdot \frac{\partial^2 t_2(x, \tau)}{\partial x^2} \quad (d < x < l, \tau > 0), \quad (2)$$

$$t_1(x, 0) = t_2(x, 0) = t_0, \quad (3)$$

$$t_1(d, \tau) = t_2(d, \tau), \quad (4)$$

$$-\lambda_1 \cdot \frac{\partial t_1(d, \tau)}{\partial x} = -\lambda_2 \cdot \frac{\partial t_2(d, \tau)}{\partial x} = \varphi(\tau), \quad (5)$$

$$-\lambda_1 \cdot \frac{\partial t_1(0, \tau)}{\partial x} = q, \quad (6)$$

$$\frac{\partial t_2(l, \tau)}{\partial x} = 0, \quad (7)$$

где $t_1(x, \tau)$, $t_2(x, \tau)$ температуры соответственно подслоя и подложки в точке x в момент времени τ ; d – толщина подслоя, $l-d$ – толщина подложки, l – сумма толщин подложки и подслоя, a_j и $\lambda_j (j = 1, 2)$ – соответственно коэффициенты температуро- и теплопроводности; $q = \text{const}$ – тепловой поток заданной мощности; $\varphi(\tau)$ – плотность теплового потока на контакте подложки с подслоем; t_0 – начальная температура.

Задача заключается в нахождении температур $t_j(x, \tau)$, $j = 1, 2$ и плотности $\varphi(\tau)$ из (1) – (7). При решении задачи (1) – (7) будем использовать метод Фурье. Сначала находим решение уравнения (1), удовлетворяющее условиям в (3), (5), (6), считая $\varphi(\tau)$ временно известной. Это решение получаем в виде

$$t_1(x, \tau) = \sum_{k=0}^{+\infty} T_k(\tau) X_k(x) + t_1^*(x, \tau), \quad 0 \leq x \leq d, \tau > 0, \quad (8)$$

При выводе решения (8) мы учли, что $\varphi(0) = 0$. Аналогичным образом находим решение уравнения (2), удовлетворяющее условиям в (3), (5), (7), которое имеет вид:

$$t_2(x, \tau) = \sum_{k=0}^{+\infty} \tilde{T}_k(\tau) \cdot \tilde{X}_k(x) + t_2^*(x, \tau), \quad (9)$$

Теперь решения (8), (9) подставим в условие (4). Для определения плотности $\varphi(\tau)$ получим интегральное уравнение Вольтерра первого рода вида

$$\int_0^{\tau} \left\{ \theta \left[\frac{\pi a_1}{d^2} (\tau - t) \right] + \frac{\beta_0}{l-d} \theta \left[\frac{\pi a_2}{(l-d)^2} (\tau - t) \right] \right\} \varphi(t) dt = \psi(\tau), \quad (10)$$

Интегральное уравнение (10) решаем численно. Для нахождения значений $\varphi(\tau_j)$ в узлах τ_j , $j = \overline{1, N}$, получаем рекуррентные соотношения

$$\varphi(\tau_{j+1}) = \frac{\left\{ \psi_m(\tau_{j+1}) - h \left[\varphi(\tau_1) \cdot k_m(\tau_{j+1}; \frac{\tau_1}{2}) + \varphi(\tau_2) \cdot k_m(\tau_{j+1}; \frac{\tau_1 + \tau_2}{2}) + \dots + \varphi(\tau_j) \cdot k_m(\tau_{j+1}; \frac{\tau_{j-1} + \tau_j}{2}) \right] \right\}}{\left[h \cdot k_m(\tau_{j+1}; \frac{\tau_j + \tau_{j+1}}{2}) \right]}, \quad (11)$$

$j = 0, 1, \dots, N - 1$; m – достаточно большое натуральное число.

Вывод. Таким образом, в процессах нанесения защитных покрытий на двухкомпонентные объекты решение задачи регламентированного управления тепловыми параметрами находится в прямой зависимости от соответствующего выбора составляющих систему в плане оптимизации соотношения между их размерами и теплофизическими свойствами.

Библиографический список

1. **Распределение** температуры и тепловых потоков на контакте подложки с подслоем при электродуговом нанесении защитных покрытий / Ж.А. Мрочек, А.Б. Антоненко, А.К. Вершина / Электронная обработка материалов. – 1987. – № 1. –С. 23 – 26.

*В.В. Забелин, студ.,
рук. В.А. Синицын, к.т.н., доцент
(НГТУ, г.Новосибирск)*

ИССЛЕДОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ В КРЕПЕЖНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ ФУТЕРОВОК

В современном мире широкое распространение получили исследования по снижению теплопотерь в элементах футеровок печи.

В данной работе сделана попытка учета теплопотерь, возникающих за счет отвода тепла через крепежные элементы футеровки в печи сопротивления.

Снижение теплопотерь можно достичь следующими способами:

- изменением материала исполнения футеровки при использовании футеровочных материалов с низкой теплопроводностью;
- изменением толщины футеровки;
- изменением внешних условий окружающей среды (например, снижением уровня сквозняков в цехе).[1]

Были проведены исследования потери тепла на наружной поверхности футеровки печи с крепежными элементами в универсальной программе системы конечно-элементного (МКЭ) анализа ANSYS.

Расчёт в пакете ANSYS позволяет, не проводя дополнительных экспериментов, получить необходимые сведения о теплофизических характеристиках моделируемого изделия, при заданной геометрии модели, провести расчеты теплообмена в печи и на этом основании внести в ее конструкцию необходимые изменения: геометрии, состава футеровочных материалов, количества крепежных материалов.

Объектом исследования в работе является трехслойная плоская бесконечная стенка (рис. 1), моделирующая футеровку печи с элементами крепежа, соединяющих два слоя.

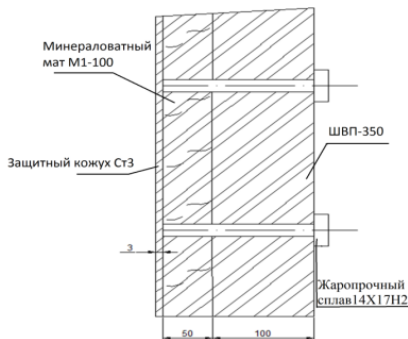


Рис. 1. Эскиз футеровки [2]

При решении задачи теплопередачи в программе ANSYS был произведен выход на стационарный режим. Ниже представлены графики максимальной температуры в слоях футеровки, в зависимости от конструктивных решений в стационарном режиме (рис. 2, 3).

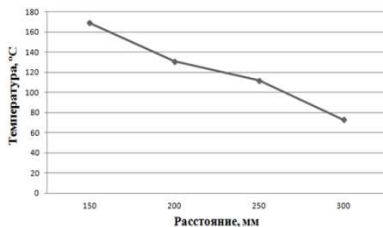


Рис. 2. Зависимость максимальной температуры от расстояния между болтами

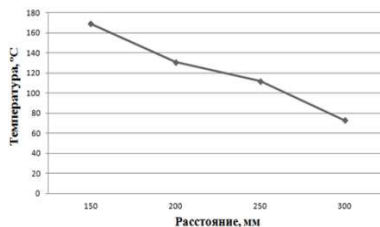


Рис. 3. Зависимость максимальной температуры от диаметра крепежного элемента

Так же было проведено исследование тепловых потерь на внешней поверхности футеровки (со стороны болтов), результаты которых представлены в виде графиков зависимостей (рис. 4, 5).

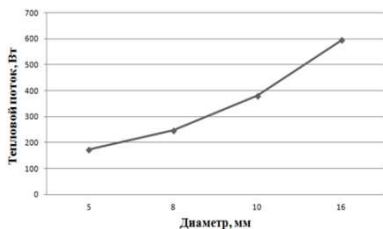


Рис. 4. Зависимость теплового потока от диаметра болта

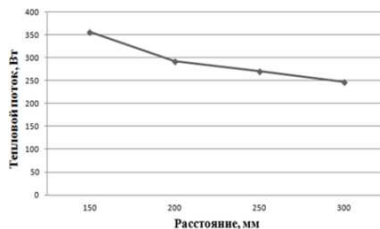


Рис. 5. Зависимость теплового потока от расстояния между болтами

Таким образом, расчетная модель позволяет наглядно анализировать влияние конструктивных параметров на уровень тепловых потерь через футеровку и принимать решения по их минимизации.

Библиографический список

1. **Свенчанский А.Д.** Электрические промышленные печи: учеб. для вузов. В 2-х ч. Электрические печи сопротивления. Изд. 2-е, перераб. – М.: Энергия, 1975.
2. **Справочник** нормалей № 26а.

*А.И. Богданов, студ.,
рук. М.Г. Марков, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

СИСТЕМА УЧЕТА ВЫРАБОТКИ СВАРЩИКА

Данная работа посвящена созданию аппаратных и программных средств, используемых в сварочной электротехнической системе для учета выработки сварщика. Учет основан на интегрировании тока или мощности сварочной дуги, которые связаны с количеством расплавленного металла электрода, объемом металла шва и с выработкой. В работе рассматривается возможность получения статистических данных о выработке сварочных постов предприятия и автоматизации составления отчетов по данному виду работ. Эти отчеты можно наглядно увидеть в виде табличных данных или графика выработки за любой период работы данной системы. Большое внимание уделено интерфейсу программы в ПК, он позволяет увидеть показатели работы множества (в данной версии до 20) сварочных постов одновременно.

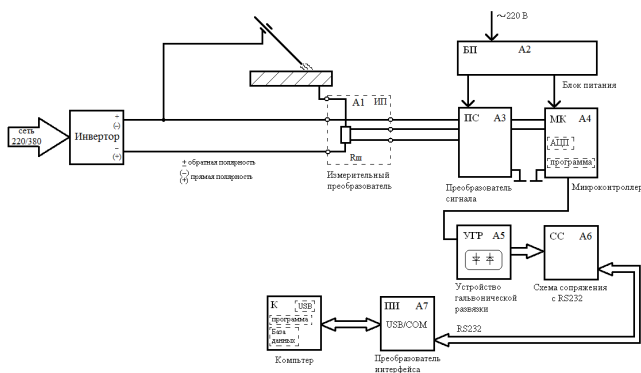


Рис. 1. Функциональная схема системы сбора данных

В настоящее время, с целью опробования аппаратных и программных решений, построен макет системы сбора данных для одного рабочего поста. Его функциональная схема показана на рис. 1, а на рис. 2 схема преобразования сигнала. Основные узлы устройства – компьютер (К), преобразователь сигнала (ПС), микроконтроллер (МК), устройство гальванической развязки (УГР), схема сопряжения (СС) и преобразователь интерфейса (ПИ).

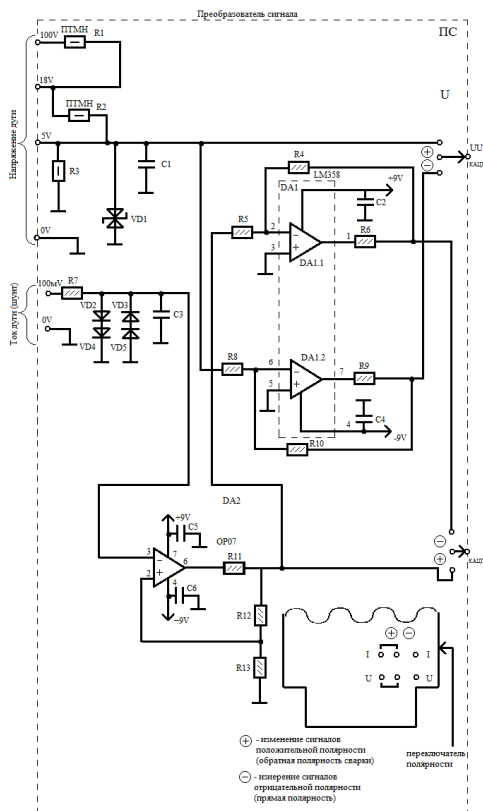


Рис. 2. Схема преобразователя сигнала

В разработанном макете микроконтроллер занимается сбором данных и передачей их в компьютер. Алгоритмы обработки данных сейчас отлаживаются в компьютере. На следующем этапе работы часть алгоритмов будут перенесены в контроллер.

С периодичностью несколько раз в секунду алгоритм определяет горение сварочной дуги, записывает информацию в базу данных и визуализирует ее.

В связи с тем, что к данной разработке был проявлен интерес со стороны промышленных предприятий, в настоящий момент ведутся активные работы, необходимые для внедрения данной технологии в производство.

*А.В. Гонин, студ.,
рук. Л.И. Шеманаева, к.т.н., доцент
(КГТА, г. Ковров)*

ИССЛЕДОВАНИЯ БЕСКОНТАКТНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПОСТОЯННОГО ТОКА НА РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ МЕТАЛЛАХ

В своей научно-исследовательской работе я изучаю преимущества бесконтактных двигателей постоянного тока над всеми остальными. Эта работа актуальна, так как БДПТ имеет огромное преимущество над остальными, так как он долговечен и надежен, устойчив к перепадам температур и большой влажности, не теряет КПД, имеет наименьшую инерцию, не нуждается в зубчатом редукторе, что заметно сокращает его габариты. Для исследования этого двигателя я искал информацию о нем в научных работах по двигателям постоянного тока, анализировал ее, выявлял плюсы и минусы, моделировал результаты, оценил схемотехнические решения системы управления двигателем, оценил работу различных датчиков движения.

Библиографический список

1. <https://ru.wikipedia.org>.
2. www.nvtc.ee/e-oppe/Baksejeva/elmagn/_2.html.
3. [://electricalschool.info/main/387-jelektrodvigateli-postojannogo-toka.html](http://electricalschool.info/main/387-jelektrodvigateli-postojannogo-toka.html).

*М.А. Поляков, курсант,
рук. А.В. Топоров, Е.А. Топорова
(ИПСА ГПС МЧС России, г. Иваново)*

БЕЗПОДШИПНИКОВЫЙ МИКРОЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЬ

В технике широко используются электрические микромашины отличающиеся как по габаритам, так и по принципу работы. Основными

недостатками таких электродвигателей является необходимость применения специальных подшипников для крепления вала и обеспечения его вращения. Подшипниковые узлы увеличивают габариты микроэлектродвигателей и усложняют их конструкцию [1].

Исключение из конструкции опорных узлов является актуальной задачей. Приемлемый результат может быть достигнут за счет установки в рабочем зазоре электродвигателя между статором и ротором втулки из немагнитного материала с низким коэффициентом трения, например из фторопласта.

Сущность конструкции заключается в том что между статором 1 и ротором 2 в рабочем зазоре электродвигателя помещается втулка из немагнитного материала с низким коэффициентом трения 3 (рис. 1).

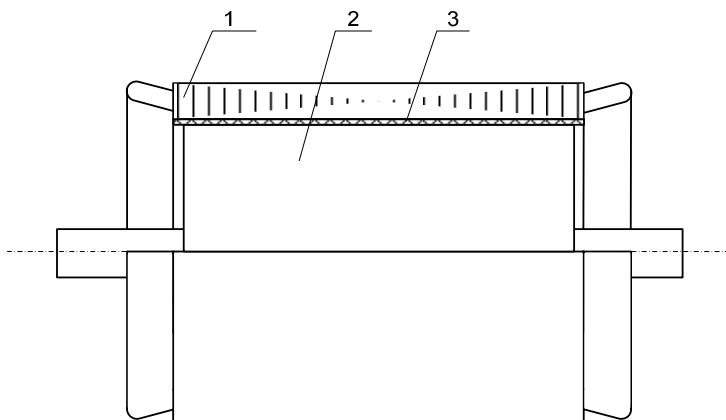


Рис. 1. Схема безподшипникового микроэлектродвигателя

Предлагаемая конструкция микроэлектродвигателя работает следующим образом. При работе электродвигателя втулка из немагнитного материала с низким коэффициентом трения 3 препятствует перемещению ротора 2 относительно статора 1 в радиальном направлении, но при этом благодаря низкому коэффициенту трения ротор 2 свободно вращается относительно статора 1.

Библиографический список

1. Хрушев В.В. Электрические машины систем автоматики. – Л.: Энергоатомиздат, 1985. – 358 с.

*А.В. Алейников, асп.,
рук. В.А. Мартынов, д.т.н., профессор,
А.Н. Голубев, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

К ВОПРОСУ УМЕНЬШЕНИЕ ВИБРАЦИЙ МНОГОФАЗНОГО СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ С ПОСТОЯННЫМИ МАГНИТАМИ

Магнитоэлектрические двигатели получили широкое распространение в бесконтактных регулируемых электроприводах различных машин и механизмов. При этом для улучшения виброшумовых характеристик показателей этих машин целесообразно использование многофазной ($m > 3$) обмотки статора [1]. Шумы и вибрации вызываются силами, которые могут носить магнитный, механический и аэродинамический характер. Магнитные шумы обусловлены магнитными силами, изменяющимися во времени и пространстве и действующими между отдельными частями машины. Исследования показывают, что радиальная составляющая электромагнитной силы определяет основной уровень магнитных шумов.

Радиальная сила F_r , действующая на зубец в сторону зазора, зависит от квадрата магнитного потока [2]:

$$F_r = \frac{\Phi_Z^2}{2\mu_0 S_Z}, \quad (1)$$

где Φ_Z – радиальный магнитный поток, наконечник зубца.

Для нахождения магнитного потока необходимо суммировать абсолютные значения магнитных потоков, протекающих через наконечник зубца в разных направлениях.

$$\Phi_Z = \left| \Phi_{ПМ+} + \Phi_{ЗК} \frac{S_{Z+}}{S_Z} \right| + \left| \Phi_{ПМ-} - \Phi_{ЗК} \frac{S_{Z-}}{S_Z} \right|, \quad (2)$$

где $\Phi_{ПМ+}$ и $\Phi_{ПМ-}$ – части магнитного потока, обусловленного действием постоянного магнита от южного (+) и северного (-) полюсов; S_Z – площадь наконечника зубца; S_{Z+} и S_{Z-} – площади зубца, соответствующие

потокам $\Phi_{ПМ+}$ и $\Phi_{ПМ-}$; $\Phi_{ЗК}$ – магнитный поток наконечника зубца, обусловленный действием только токов многофазной статорной обмотки.

Определив заранее методом конечных элементов зависимости $\Phi_{ПМ+}$, $\Phi_{ПМ-}$, S_{Z+} , S_{Z-} от угла поворота ротора возможно в реальном времени вычислять радиальные силы, действующие на зубец машины с учетом реальной геометрии машины, а также насыщения магнитной цепи.

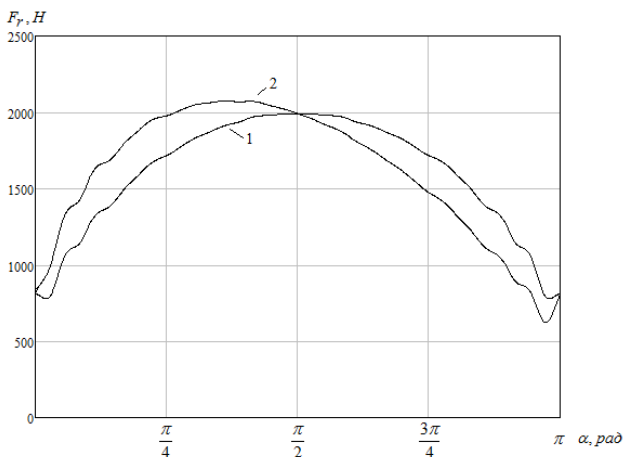


Рис. 1. Зависимость радиальной силы, действующей на зубец статора от угла поворота ротора. 1 – при холостом ходу; 2 – под нагрузкой при синусоидальных токах и углом нагрузки 90°

По данному распределению численным методом расчета находится форма контурных токов, обеспечивающая отсутствие пульсаций радиальной силы. На ее основе возможно оптимизировать форму питающих токов таким образом, чтобы значительно снизить производимые шумы при этом не сильно проиграв в потребляемой мощности.

Библиографический список

1. Голубев А.Н., Лапин А.А. Многофазный синхронный регулируемый электропривод / ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – Иваново, 2008. – 156 с.
2. Иванов-Смоленский А.В. Электромагнитные силы и преобразование энергии в электрических машинах: учеб. пособие для вузов. – М.: Высш. шк., 1989.
3. Мартынов В.А., Голубев А.Н. Моделирование электромагнитных процессов в многофазных синхронных двигателях с постоянными магнитами// Электричество. – 2013. – № 9. – С. 37 – 41.

*В.Д. Карачёв, асп.,
рук. А.Н. Голубев, д.т.н., профессор,
В.А. Мартынов, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ОПТИМИЗАЦИЯ ВИБРОШУМОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК СИНХРОННОГО ЭП

Шумы и вибрации вызываются силами, которые могут носить магнитный, механический и аэродинамический характер. Магнитные шумы обусловлены магнитными силами, изменяющимися во времени и пространстве и действующими между отдельными частями машины [1]. Широкие возможности целенаправленного воздействия на конфигурацию магнитного поля, и, следовательно, на виброшумовые характеристики, открывает увеличение числа фаз исполнительного двигателя, в частности синхронного (СД). Снижение шумов и вибраций путем применения многофазных машин ($m > 3$) обусловлено уменьшением тангенциальных сил, вызванных пульсациями электромагнитного момента СД, поскольку увеличение числа фаз статорной обмотки вызывает разрежение гармонического состава поля в воздушном зазоре в направлении устранения из него асинхронных гармоник при относительном возрастании синхронных.

Другая причина возникновения вибраций обусловлена радиальной магнитной силой, величина которой пропорциональна квадрату магнитной индукции в зазоре. Эта сила вызывает динамические деформации статорного кольца, которые соответственно являются источником магнитных шумов [1].

Как показано в [3], для более полной реализации преимуществ перехода на многофазный вариант синхронного ЭП в энергетическом отношении систему автоматического управления (САУ) следует строить по многоканальному принципу (рис. 1), где каждый канал соответствует своей подструктуре (энергетическому каналу) m -фазного СД как объекта управления [2].

Для достижения оптимальных результатов, следует поставить задачу компромиссной минимизации действующего значения тока статора и магнитных шумов при сохранении требуемого электромагнитного момента:

$$F = P_{2m}^2 + \frac{\phi}{1-\phi} \frac{B_{rm}^2}{\delta^2} I_s^2 = \min ,$$

где $\phi \in (0;1)$ – вспомогательная переменная. В целевой функции учитывается только вторая гармоника радиальной силы, так как она оказывает наиболее сильное влияние на шум и вибрацию электрической машины.

Решение задачи оптимизации осуществляется в два этапа:

1. Определение значений q -х составляющих спектральных векторов тока статора $\bar{I}_s(\nu)$.

2. Определение продольной составляющей вектора тока статора, приведенного к первой пространственной гармонике [2].

В качестве примера на рис. 1 для 9-фазного СД ($P_n = 2300$ Вт, $\omega_n = 314$ рад/с) приведены расчетные кривые относительных суммарных значений амплитуд второй и четвертой гармоник радиальной силы $P_m^* = (P_{2m} + P_{4m}/16)^*$ (по отношению к величине $P_m = (P_{2m} + P_{4m}/16)$ для аналогичного по основным параметрам 3-фазного СД, питаемого синусоидальным напряжением) в функции относительного момента (по отношению к его номинальному значению) на валу для $\phi = 0,95$.

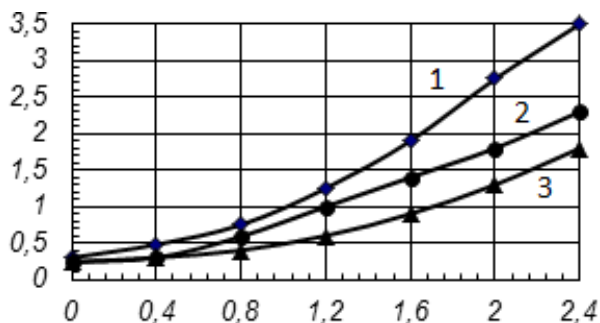


Рис. 1. Кривые амплитуд основных гармоник радиальной силы: 1 – при питании напряжением синусоидальной формы; 2 – при реализации управления по многоканальной структуре и $I_{sd(1)} = 0$; 3 – при реализации управления по многоканальной структуре с оптимизированной величиной $I_{sd(1)}$

Библиографический список

1. Геллер Б., Гамата В. Высшие гармоники в асинхронных машинах. – М.: Энергия, 1981. – 352 с.
2. Голубев А.Н., Лапин А.А. Математическая модель синхронного двигателя с многофазной статорной обмоткой // Электротехника. – 1998. – № 9. – С. 8 – 13.
3. Голубев А.Н., Лапин А.А. Многофазный синхронный электропривод // Электричество. – 2005. – № 2. – С. 43 – 47.

*Н.Д. Шарков, студ.,
рук. Л.И. Шеманаева, к.т.н., доцент
(КГГА, г. Ковров)*

ИССЛЕДОВАНИЯ НАМАГНИЧИВАНИЯ МАГНИТОПРОВОДА В ТРАНСФОРМАТОРЕ

В своей научно исследовательской работе я изучаю, как влияет форма сердечника трансформатора на его электромагнитные свойства.

Эта работа актуальна, так как при малой степени намагничивания свойства сердечника не исследованы.

Для исследования этого процесса я написал программу для расчета магнитного потока в трансформаторе с сердечником в виде петли Мебиуса, которая позволяет по геометрическим и физическим параметрам магнитопровода определить изменения потока магнитной индукции в зависимости от изменяющегося габарита сечения.

Библиографический список

1. <https://ru.wikipedia.org>.
2. www.nvtc.ee/e-oppe/Baksejeva/elmagn/_2.html.
3. model.exponenta.ru/electro/0070.htm.

*А.А. Казанцев, асп., Т.В. Михайлова, студ.,
рук. Л.М. Инаходова, к.т.н., доцент
(СамГТУ, г. Самара)*

К ВОПРОСУ О ПРИМЕНЕНИИ СВЕРХПРОВОДНИКОВ В ТРАНСФОРМАТОРОСТРОЕНИИ

За последние десятилетия достигнуты значительные технологические достижения в области сверхпроводниковых материалов. За это время появились низкотемпературные сверхпроводники (НТСП), применяемые для обмоток трансформаторов. Например, можно назвать создание концерном АВВ НТСП-трансформатора 330 кВА 6/0,4 кВ со способностью токоограничения, а также разработку японской компанией Kansai опытного образца трехфазного трансформатора 2000 кВА. Однако, массивные криогенные системы, необходимые для получения жидкого гелия, являлись препятствием в применении НТСП-трансформаторов и делали использование таких трансформаторов экономически нецелесообразным.

Открытие в 1986 высокотемпературных сверхпроводниковых (ВТСП) материалов позволило отказаться от громоздких охлаждающих устройств. И впоследствии, основные разработки по созданию трансформаторов нового поколения ведутся именно в этом направлении.

В России налажен серийный выпуск сверхпроводников первого поколения. Но они имеют существенный недостаток – из-за влияния внешнего магнитного поля, сверхпроводимость проводников почти полностью исчезает.

Сверхпроводники второго поколения гораздо устойчивее, но сложны в изготовлении. Сам сверхпроводник из керамики и представляет собой тонкую ленту с нанесенными на нее оксидными и керамическими слоями, далее такую ленту помещают в оболочку из меди и серебра. Первым изделием, изготовленным на основе сверхпроводника второго поколения, стал ограничитель тока короткого замыкания, позволяющий использовать на электроподстанциях более дешевое и легкое оборудование, сокращая затраты на их обслуживание и повышая надежность их работы.

Перспективным направлением является использование ВТСП проводов 3-го поколения, в виде гибких кристаллических волокон с диаметром 50 – 100 микрометров с нанесенной на них ВТСП пленкой. Работы в данном направлении ведутся достаточно активно. Недавно были представлены свойства ВТСП $YBa_2Cu_3O_{7-x}$ (YBCO) пленки нанесенной на сапфировую фасетированную нить-подложку. При этом использовались ориентированная в g -плоскости плоская фасетка нити-подложки и буферный слой диоксида церия (CeO_2). Полученные образцы показали хорошие сверхпроводящие свойства.

Достоинством сверхпроводящих устройств является высокая эффективность, улучшение характеристик и эксплуатационных показателей энергосистем. С учетом этих преимуществ осуществлено проектирование бессердечниковых сверхпроводящих трансформаторов (БСПТ).

Для статического анализа в табл. 1 приведены паспортные данные традиционного силового трансформатора (ТСТ) марки ТМ-400/10 с магнитопроводом из электротехнической трансформаторной стали SiFe и бессердечникового СПТ.

Таблица 1.

ТМ-400/10	$S_{ном}$, кВА	$\Delta P_{кз}$, Вт	$I_{кз}$, %	$\Delta U_{кз}$, %
	400	4400	1,6	4,5
БСПТ-400/10	$S_{ном}$, кВА	$\Delta P_{кз}$, Вт	$I_{кз}$, %	$\Delta U_{кз}$, %
	400	1760	1,6	1,8

Оценка данных табл. 1 позволяет констатировать, что напряжение короткого замыкания и активные потери в обмотках БСПТ в 2,5 раза

меньше, чем у основного состава отечественного парка ТСТ. Исследование показало, что в трансформаторостроении бессердечниковые СПТ имеют большие потенциальные возможности, ввиду сокращения потерь мощности, уменьшения массы, применения в качестве ограничителя тока повреждения, пропадает необходимость использования третичной обмотки на приемной стороне трансформатора и для замещения шунтирующего электрического реактора при использовании в полной энергосистеме. Но для достижения этих задач необходима дальнейшая разработка – усовершенствование в сфере сверхпроводников высокого тока и малых потерь, легко приспособляемый криостат, и так далее.

Библиографический список

1. **Yang C.S.**, Moeckly B. Magnesium Diboride Flexible Flat Cables for Cryogenic Electronics, 2010 IEEE Trans. Appl. Supercond.
2. **Лизунов С.Д.**, Лоханин А.К. Проблемы современного трансформаторостроения в России // Электричество. – 2000. – № 8, 9.
3. **Гольдштейн В.Г.**, Инаходова Л.М., Казанцев А.А. О проблемах энергосбережения и повышения энергоэффективности при применении современных трансформаторов // Известия вузов. Электромеханика. – 2014. – № 5.

*К. Крылов, студ.,
рук. Т.Х. Мухаметгалеев, к.т.н., доцент
(КГЭУ, г. Казань)*

АНАЛИЗ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ОБСТАНОВКИ В СИСТЕМЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ

На сегодняшний день, в электрооборудовании присутствуют устройства с нелинейными вольт-амперными характеристиками. В результате работы таких устройств, в сети возникает не синусоидальность напряжения, характеризующаяся уровнем высших гармоник. Ещё одна серьезная проблема – это не симметрия напряжений, возникающая из-за мощных однофазных приемников и не равномерной загрузки фаз.

Не синусоидальность и не симметрия напряжений вызывают дополнительные потери мощности электрооборудования, увеличивается скорость старения изоляции. Это приводит к увеличению амортизационных отчислений и уменьшается срок службы электрооборудования.

Степень влияния температуры на изоляцию зависит от типа электроприемника и класса изоляции: например, срок службы сокращается вдвое если при повышении температуры на 8 °С. Следовательно, необходимо бороться с данными видами помех. С этой целью существуют раз-

нообразные устройства: фильтры, реакторы, сетевые дроссели. Эти устройства весьма дорогие, а стоимость измерения уровня электромагнитных помех – около 1 млн. руб.

Из выше сказанного следует, что проблему помех нужно решать при помощи моделирования влияния электромагнитных помех на электрооборудования предприятия. Необходимо создать модель, эквивалентную системе электроснабжения предприятия, с представлением источников помех схемой замещения с нелинейными элементами.

Приемником помех, главным образом, является изоляция обмоток электрооборудования с изменяющейся температурой по экспоненциальному закону.

Результатом моделирования электромагнитной обстановки будет оценка:

- уровня электромагнитной обстановки;
- потерь мощности.
- снижения срока службы электрооборудования;

Данная модель позволит снизить стоимость и уменьшит время проведения измерений.

Библиографический список

1. Кузнецов В.Г. Электромагнитная совместимость. – М.: Донбасс, 2005.

*Д.Ю. Морозова, студ.,
рук. М.С. Сайкин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МАТЕРИАЛА ВТУЛКИ ЧУВСТВИТЕЛЬНОГО ЭЛЕМЕНТА МАГНИТОЖИДКОСТНОГО ДАТЧИКА УГЛА НАКЛОНА НА ЕГО СИЛУ ПОДВЕСА

Датчик, являясь основным элементом систем диагностики технологических объектов, должен обладать максимальной точностью и быстродействием.

В работе исследовано влияние материала втулок чувствительных элементов (ЧЭ) магнитожидкостных датчиков угла наклона (МЖДУН) [1] на их силу подвеса в магнитной жидкости. В первом случае втулка ЧЭ МЖДУН изготовлена из магнитопроводного материала, а во втором из немагнитопроводного.

Для определения силы подвеса ЧЭ использовалась расчётная модель [2]:

$$F_{\text{п}} = -2 \int M^{(0)} \cdot \nabla_{\mathbf{r}} \cdot \mathbf{r} \cdot d\mathbf{r} \cdot dz,$$

где $M^{(0)}$ – намагниченность МЖ; ∇B_r – радиальная составляющая градиента индукции; r – расстояние от оси симметрии ЧЭ МЖДУН до элементарного объема магнитной жидкости; dr – высота объема магнитной жидкости; dz – длина единичного объема магнитной жидкости в осевом направлении (рис. 1).

Рис. 1. К определению силы подвеса чувствительного элемента

В качестве втулки ЧЭ использовались Сталь10 и фторопласт. При проведении расчётов рассматривались магниты марки КС-37 с величиной коэрцитивной силы $H_C = 540; 620; 700$ кА/м и величиной остаточной намагниченности $B_r = 0,77; 0,86; 0,99$ Тл. Для определения градиента магнитной индукции использовалась программа ELCUT.

Расчётные значения силы подвеса и силы тяжести (ЧЭ) представлены на рис. 2.

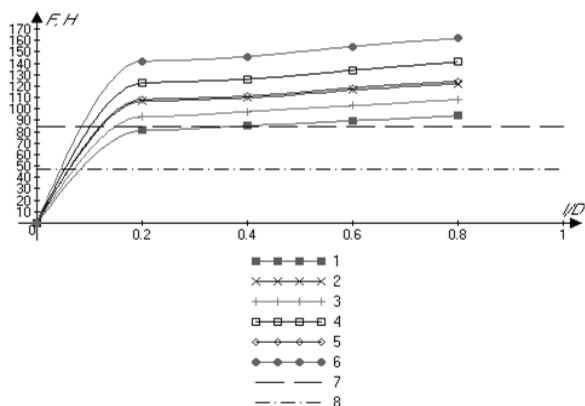


Рис. 2. График распределения силы подвеса и силы тяжести ЧЭ, где 1, 3, 5 – ЧЭ с магнитопроводной втулкой; 2, 4, 6 – ЧЭ с немагнитопроводной втулкой; 7, 8 – сила тяжести ЧЭ с магнитной и немагнитопроводной втулкой соответственно

Полученные результаты расчета показывают, что сила подвеса чувствительного элемента для всех характеристик постоянных магнитов выше для МЖДУН с немагнитопроводной втулкой, кроме того сила тяжести, действующая на чувствительный элемент ниже для немагнитопроводной втулки. Таким образом, для втулки чувствительного элемента предпочтительнее использование немагнитопроводного материала.

Библиографический список

1. Сайкин М.С., Морозова Д.Ю. Магнитожижкостное устройство для определения угла наклона. Патент на полезную модель. Российская федерация N 113349, МКИ G01C 9/00, Приоритет от 18.10.2011, опубл. 10.02.2012, Бюл. N 4.
2. Морозова Д.Ю., Сайкин М.С. Расчетное определение силы подвеса чувствительного элемента магнитожижкостного датчика угла наклона // Сб. науч. тр. по материалам 16-й Плесской науч. конф. по нанодисперсным магнитным жидкостям, 9 – 12 сентября 2014 г. / ФГБОУ ВПО «ИГЭУ им. В.И. Ленина», 2014. – С. 292 – 298.

*О.В. Демиденко, студ.,
рук. М.С. Сайкин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАСЧЁТ ОПТИМАЛЬНОГО ОБЪЁМА ЗАПРАВКИ ОДНОЗУБЦОВОГО МАГНИТОЖИДКОСТНОГО ГЕРМЕТИЗАТОРА

От величины объёма заправки однозубцового уплотнителя зависят эксплуатационные параметры магнитожижкостного герметизатора (МЖГ), а именно критический перепад давления и момент трения.

Перепад давления однозубцового уплотнителя определяется по формуле:

$$\Delta P_1 = M_{s0} \cdot (B_{\max} - B_{\min}). \quad (1)$$

При недостаточном объёме заправки МЖ в однозубцовое уплотнение, повышается значение минимальной индукции, действующее на МЖ в рабочем зазоре, то есть снижается критический перепад давлений (1).

Чрезмерное заправка объёма МЖ в однозубцовом уплотнителе увеличивает площадь соприкосновения МЖ с поверхностью вала, что приводит к росту момента трения в МЖГ. Поэтому необходимо разработать алгоритм оптимального объёма заправки МЖ в уплотнителе.

Объём заправки МЖ в однозубцовый уплотнитель определяется на основании метода вероятностных путей магнитного потока исходя из равенства длин магнитных силовых линий с его обеих сторон.

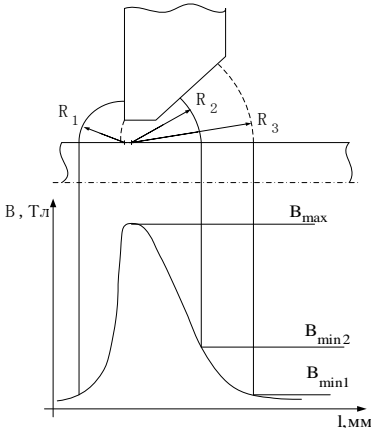


Рис. 1. Распределения магнитной индукции под зубцом МЖГ и расположение МЖГ радиального типа

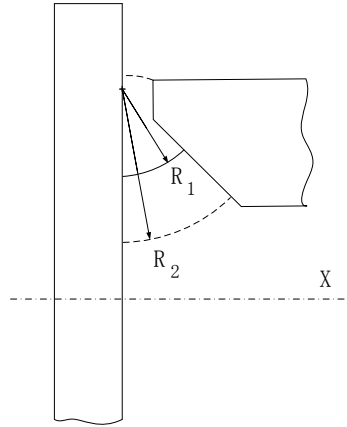


Рис. 2. Расположение МЖГ торцевого типа

В работе определён оптимальный объём заправки для единичного уплотнителя радиального (рис. 1) и торцевого (рис. 2) типов. Для вычисления использовались интегралы, каждый из которых состоял из 4 элементарных объёмов. При этом определялись цент масс каждой из фигур.

$$V = \pi \cdot \left(\left(\int_{x_1}^{x_2} (\sqrt{r_1^2 - x^2})^2 dx + \int_{x_2}^{x_3} (d_B + \delta)^2 dx + \int_{x_3}^{x_4} F_{T_2}^2 dx + \int_{x_4}^{x_5} F_{T_3}^2 dx \right) - \int_{x_4}^{x_5} d_B dx \right), \quad (2)$$

$$\sum V = \frac{\pi^2 \cdot (r')^2 \cdot R}{4} + \frac{\pi^2 \cdot r^2 \cdot R''}{4} + \pi \cdot [R^2 - (R - 0.18)^2] \cdot h, \quad (3)$$

$$S_x = \int_A y dA = A \cdot y_c \Rightarrow y_c = \frac{S_x}{A} = \frac{A_1 y_1 + A_2 y_2 + A_3 y_3}{A_1 + A_2 + A_3}, \quad (4)$$

$$S_y = \int_A x dA = A \cdot x_c \Rightarrow x_c = \frac{S_y}{A} = \frac{A_1 x_1 + A_2 x_2 + A_3 x_3}{A_1 + A_2 + A_3}. \quad (5)$$

Полученные формулы позволяют проводить расчёт оптимального объёма МЖ в однозубцовый герметизатор для любого диаметра уплотняемого вала.

*Д.А. Судакова, студ.,
рук. М.С. Сайкин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ НА КРИТИЧЕСКИЙ ПЕРЕПАД ДАВЛЕНИЙ МАГНИТОЖИДКОСТНОГО ГЕРМЕТИЗАТОРА

Источником магнитного поля в магнитожидкостном герметизаторе (МЖГ) являются постоянные магниты, изготовленные из «закритических» материалов, таких как сплав Sm-Co (самарий-кобальт) и сплав Nd-Fe-B (неодим-железо-бор). Величина температурного коэффициента по магнитной индукции для Sm-Co $-0,045$ ($\%/^{\circ}\text{C}$), а для магнитов на основании Nd-Fe-B $-0,11$ ($\%/^{\circ}\text{C}$). Графики зависимостей $B = f(H)$ для разных температур представлены на рис. 1.

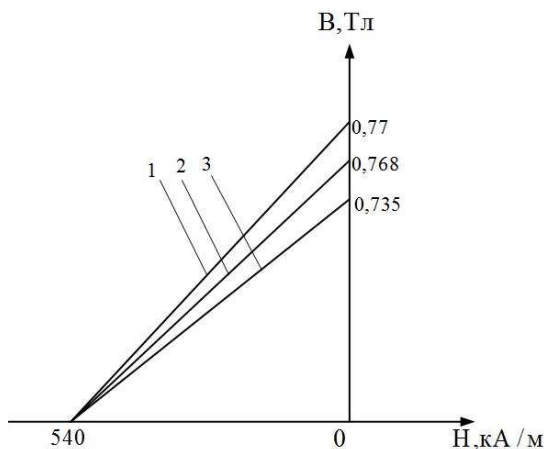


Рис. 1. Зависимости $B = f(H)$: 1 – при температуре 20°C ; 2 – при температуре 50°C ; 3 – при температуре 100°C

Расчёт МЖГ проводился в среде Elcut, при этом расчетная область строилась с учетом граничных условий Дирихле-Неймана. При расчете распределения магнитного поля под зубцами МЖГ, не учитывалось влияние магнитопровода на температурный коэффициент магнитной индукции. Это связано с тем, что его величину можно определить только экспериментальным путём в зависимости от формы и массы магнитопровода.

По распределению магнитного поля определялась величина критического перепада давлений. Для единичного зубца она составляла:

$$\Delta P = M_{so} (B_{\max} - B_{\min}),$$

где M_{so} – начальная намагниченность магнитной жидкости, B_{\max} , B_{\min} – максимальная и минимальная индукция под зубцом МЖГ.

Изменения критического перепада давлений МЖГ от температуры представлены на рис. 2.

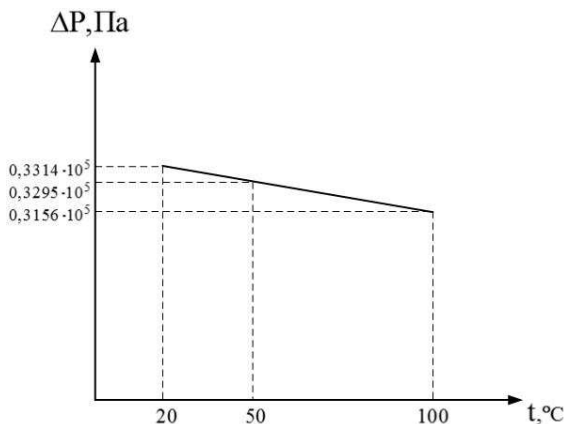


Рис. 2. Зависимость перепада давлений единичного зубца от температуры

При повышении температуры от 20 до 100 °С, критический перепад давлений единичного зубца понижается от 33,144 до 31,56 Па, что составляет 4,78 %. Полученные результаты можно использовать при проектировании МЖГ, работающих при повышенных температурах.

*А.Е. Басова, студ.,
рук. М.С. Сайкин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ МАГНИТНОЙ СИСТЕМЫ УСТАНОВКИ МАГНИТОЖИДКОСТНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ

Объектом исследования является система магнитоожидкостного охлаждения силовой установки. Она состоит из полого цилиндрического корпуса 1, изготовленного из немагнитопроводного материала, состоящего из коаксиально расположенных внутренней и внешней цилиндрической частей, и находящегося в непосредственном тепловом контакте с охлаждаемой поверхностью 4 (охлаждаемым элементом) с одной сто-

роны, и радиатором охлаждения 2 с другой стороны. Внутри внутренней цилиндрической части расположен постоянный магнит 3, который вращается с помощью электропривода. Магнит имеет $2p$ полюсов, где p – число пар полюсов магнита.

Внутри цилиндрического корпуса находится магнитная жидкость (МЖ).

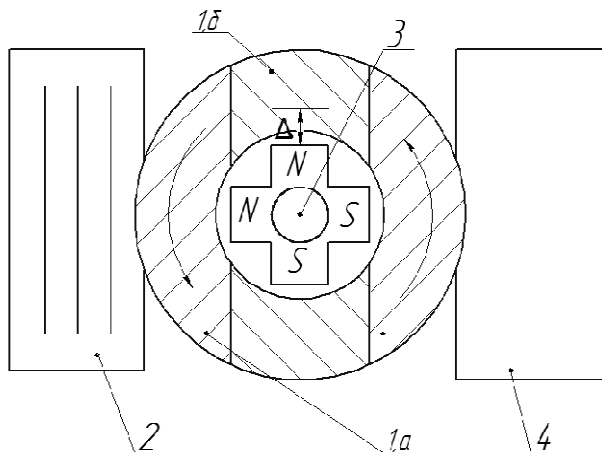


Рис. 1. Установка магнитожидкостного охлаждения

Работа установки магнитожидкостного охлаждения состоит в следующем.

При непосредственном тепловом контакте корпуса системы охлаждения 1 и охлаждаемой поверхности 4 МЖ, находящаяся внутри корпуса, нагревается. Постоянный магнит 3, приводимый в движение электроприводом, увлекает нагретую порцию магнитной жидкости в сторону радиатора охлаждения 2, где за счёт теплового контакта с радиатором 2 происходит охлаждение магнитной жидкости. Охлажденная магнитная жидкость, так же движимая постоянным магнитом 3 посредством магнитных сил, вращающимся постоянно в одном направлении, возвращается к месту нагрева. Цилиндрический корпус 1, состоящий из четырех частей, имеющих попарно разную теплопроводность, способен обеспечивать лучшее охлаждение магнитной жидкости в зоне контакта с радиатором охлаждения 2.

В работе проведено численное исследование величины магнитной индукции в объёме, заполненном МЖ в зависимости от материалов постоянных магнитов.

Параметры магнитов составляли: величина остаточной магнитной индукции $B_r = 0,77 - 1,1$ Тл; коэрцитивной силы: $H_c = 540 - 760$ кА/м.

Полученные расчётные результаты позволяют вычислить величину пондеромоторной силы, необходимой для удержания МЖ в зазоре в зависимости от характеристик постоянного магнита и намагничённости МЖ.

*А.А. Шутенко, студ.,
рук. В.А. Мартынов, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В СВАРОЧНЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

Источники питания для ручной сварки штучными электродами в настоящее время остаются наиболее распространённой группой оборудования, включающие в себя трансформаторы, преобразователи и выпрямители. Сварочные трансформаторы с механическим регулированием отличаются простотой конструкций, отсутствием аппаратуры управления, имеют высокие показатели надёжности, являются наиболее дешёвыми и экономичными источниками питания. Кроме того, при сварке алюминия они являются единственными источниками питания. Важной особенностью сварочных трансформаторов является наличие значительных потоков рассеяния, как следствие возникают большие индуктивные сопротивления. Для сварочных трансформаторов режим короткого замыкания является штатной ситуацией.

В данной работе были исследованы динамические процессы в сварочном трансформаторе на основе закона электромагнитной индукции Фарадея, закона полного тока, а также на основе первого и второго законов Кирхгофа. Большое влияние на динамику процессов оказывают наличие потоков рассеяния, а также материал сердечника трансформатора, его кривая намагничивания.

Для решения поставленной задачи был применён программный продукт Matlab. Данный пакет содержит математический аппарат для осуществления расчетов дифференциальных уравнений, включая метод конечных элементов, методы аппроксимации функций, а также комплекс содержит удобный графический интерфейс пользователя. В работе рассмотрены основы применения программного продукта Matlab для моделирования процессов в сварочных трансформаторах, с учетом нелинейной вольтамперной характеристики дуги. Показана эффективность использования в расчетах данного программного обеспечения.

На примере модели (рис. 1) были рассмотрены физические процессы, происходящие в сварочном трансформаторе.

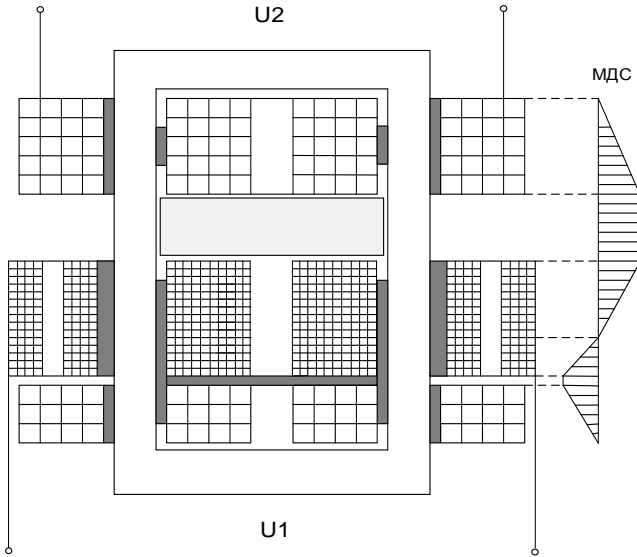


Рис. 1. Трансформатор с магнитным шунтом и разделенной вторичной обмоткой

На рис. 2. представлены графики, характеризующие электромагнитные процессы сварочных трансформаторов. График 1 соответствует значению магнитной индукции, график 2 значению тока на первичной обмотке, на графике 3 представлены зависимости сварочного тока от времени и напряжение на дуге от времени.

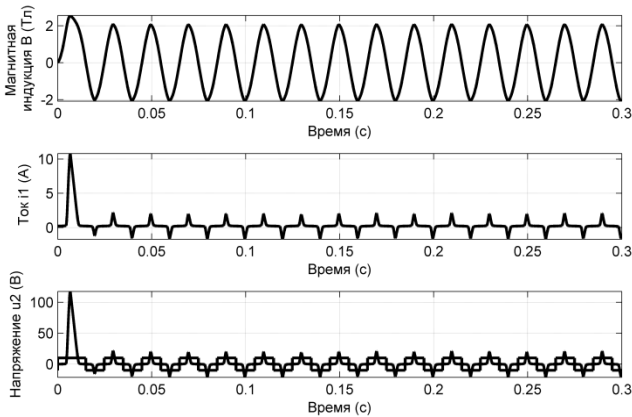


Рис. 2. Мгновенные значения магнитной индукции, токов и напряжения на дуге

*С.В. Колчанов, студ.,
рук. Л.И. Шеманаева, к.т.н., доцент
(КГГА, г. Ковров)*

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНО-МЕТОДИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА РАСЧЁТА ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

В своей научно-исследовательской работе я проанализировал все возможные режимы существующих электрических сетей переменного и постоянного тока.

Эта работа актуальна, так как появляется возможность для автоматизации проектирования механической части воздушных линий (ВЛ) электропередачи, гибких ошинок открытых распределительных устройств (ОРУ) электрических станций и подстанций.

Для данного исследования все расчеты в программном комплексе EnergyCS выполняются с помощью расчетной модели электрической сети, которая показывает конфигурацию схемы и основные свойства ее объектов (кабельных и воздушных линий, трансформаторов, коммутационных аппаратов, электроприемников и т.д.).

Библиографический список

1. **Документация** к программному средству EnergyCSCSoftDevelopment.

*А.А. Атласова, студ.,
рук. В.Г. Гольдштейн, д.т.н., профессор
(СамГТУ, г. Самара)*

О ПРОБЛЕМАХ НАДЕЖНОЙ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ В ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Силовые трансформаторы (СТ), в процессе эксплуатации подвергаются многочисленным внешним и внутренним электромагнитным воздействиям в виде электромагнитных, механических, тепловых и других стационарных и ударных нагрузок, во влажных, загрязненных и агрессивных средах. Это приводит с течением времени к ухудшению электрических, механических, термических характеристик и других технико-экономических показателей. Поэтому для СТ характерны неисправности и аварии, что оказывает большое влияние на надёжность работы энергосистемы.

Основой для выполнения профилактических мероприятий по техническому обслуживанию, диагностированию, ремонту и по управлению режимами СТ служит информация, хранящаяся в информационных базах и банках данных (ИББД), которую составляют ретроспективные и текущие данные об актуальном состоянии СЭС электрооборудования (ЭО), аварийности, отказах и технологических нарушениях.

В настоящей работе они отражают состояние трансформаторного электрооборудования в ЗАО «Самарские Городские Электрические Сети». По данным «СГЭС» за последние 10 лет можно наблюдать резкий спад темпов ввода в эксплуатацию нового трансформаторного электрооборудования. Определяющим снижением надёжности СТ является увеличение их срока эксплуатации подтверждаемого анализом распределения по срокам службы СТ предприятия «СГЭС».

Проведенный анализ показывает, что срок службы 70 % трансформаторов превысил 20 лет, а около 40 % СТ – 30 лет. Если не будет проводиться замена трансформаторов на новые, то вскоре около половины СТ превысит 30-летний срок службы.

Существующую проблему аварийности СТ необходимо учитывать, статистически анализируя информацию ИББД. Использование статистической базы «СГЭС», которая включает в себя порядка четырехсот СТ [2], их марки, полную мощность, напряжение и причины поступления (вид инцидента) и др., позволяет выявить основные периоды и интенсивность отказов СТ этого предприятия. Также в целях повышения эксплуатационных ресурсов СТ определяются временные интервалы выполнения условий обеспечения ЭМС и дать рекомендации по ограничению сроков службы. Данный анализ проводится с помощью различного программного обеспечения на базе комплекса интеллектуальных методов, объединенных общим термином DataMining (ДМ) [1], который постепенно вытесняет методологии и алгоритмы прикладной математической статистики. В основу современной технологии ДМ положена концепция шаблонов (паттернов), отражающих фрагменты многоаспектных взаимоотношений в данных. Эти шаблоны представляют собой закономерности, свойственные подвыборкам данных, которые могут быть компактно выражены в привычной инженерной форме. Поиск шаблонов производится методами [1], не ограниченными рамками априорных предположений о структуре выборке и виде распределений значений анализируемых показателей.

Основанная на ДМ процедура оценки имеет свою высокую эффективность при определении технического состояния СТ. Выяснив текущее состояние устройства, можно провести анализ его характеристик применительно к текущим и будущим режимам эксплуатации, с тем, чтобы определить уровень его работоспособности и риска.

Это возможно для каждого СТ, работающего в анализируемой сети или системы энергоснабжения. По известному текущему состоянию СТ определяются рекомендации по его техническому обслуживанию и управлению его жизненным циклом. Далее можно составить перечень необходимых мероприятий и их очередность, в котором будет подробно расписано, как следует поступить с конкретным СТ.

В качестве характерного мероприятия для улучшения работы и надежности СТ были рассмотрено применение в качестве основных средств защиты от перенапряжений усовершенствованные ограничители перенапряжения нелинейные (УОПН). Их применение приводит к снижению остающегося напряжения на шинах подстанций распределительных сетей. УОПН наиболее эффективно предотвращают повреждения СТ и, одновременно, повышают ресурсные характеристики СТ [2]. Методика применения УОПН принципиально изменила ресурсные характеристики массива СТ, увеличивая среднее время безотказной работы массива СТ на 1,6 года, то есть на 7,5 %.

Библиографический список

1. **Прикладная** статистика: Классификация и снижение размерности / С.А. Айвазян, В.М. Бухштабер, И.С. Юнюков, Л.Д. Мешалкин. – М.: Финансы и статистика, 1989.

2. **Методические** аспекты решения задачи электромагнитной совместимости / В.Г. Гольдштейн, О.В. Соляков, Л.М. Сулейманова // Проблемы электромагнитной совместимости и контроля качества электрической энергии: сб. науч. тр. – Пенза: Изд-во ПГУ, 2004. – С. 48 – 54.

*М.М. Шестова, студ.,
рук. В.Г. Гольдштейн, д.т.н., профессор
(СамГТУ, г. Самара)*

О ПРИМЕНЕНИИ СТАТИСТИЧЕСКОГО ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО АНАЛИЗА АВАРИЙНОСТИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 6 – 500 кВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПОВОЛЖСКОГО РЕГИОНА

Электрические сети и системы электроснабжения работают в условиях непрерывного потока воздействий окружающей среды и, в первую очередь, эксплуатационных физических воздействий. При этом у электрооборудования ухудшаются внутренняя стойкость по отношению к этим воздействиям, а так же характеристики и эксплуатационные свойства. Нарушение условий нормальной работы оборудования, превышение допустимого срока службы установок, старение и износ изоляции, перенапряжения, вызванные как влиянием окружающей среды (атмосферные

перенапряжения), так и в процессе эксплуатации линий и электрооборудования, а также другие воздействия увеличивают вероятность повреждения и отказа электрических установок [1]. В свою очередь, отказ электроустановки, в особенности высоковольтной, может привести к более серьезным последствиям – авариям на подстанциях, в электрических сетях и системах.

Не стоит упоминать о негативных последствиях аварий в энергосистеме – они могут быть различными, начиная от недоотпуска энергии, и, как следствие, возмещение выплат потребителям и до нанесения крупного экономического ущерба, вызванного простоем предприятий, массовым браком, недоотпуском продукции и даже человеческими жертвами. По этой причине проблеме снижения аварийности электрооборудования уделяется огромное внимание.

Современные технологии, компьютеризация производства позволяют прогнозировать отказы электроустановок, используя анализ аварийности оборудования, и предотвратить нежелательные последствия, вызванные его повреждением либо выходом из строя. Анализ аварийности производится на основе информационных баз данных и позволяет выявить наиболее частые причины отказа установок. Информация, содержащаяся в базах данных, может быть различной в зависимости от задач анализа. В данной работе это – база аварийности электрооборудования электрических сетей 6 – 500 кВ Поволжья, в которой информация об отказах электроустановок классифицируется по следующим признакам: класс напряжения, вид оборудования, характер повреждения, причина повреждения, дата ввода в эксплуатацию и т.д.

На сегодняшний день в названной базе зафиксированы данные о 38318 инцидентах. Их оценка говорит о наибольшей доле отказов ЛЭП и силовых трансформаторов. Чаще всего выходит из строя изношенная изоляция электроустановок при сроке эксплуатации свыше установленного техпаспортом и директивными документами.

Ретроспективный анализ аварийности и оценка текущего состояния оборудования в условиях эксплуатации позволяет прогнозировать перспективу отказов. Основой для всевозможных систем прогнозирования и служит информация, хранящаяся в информационных базах и банках данных. Объемы этих данных настолько велики, что традиционные способы аналитической оценки оказываются неэффективными и требуют больших ресурсов и затрат времени. Необходима методология, позволяющая быстро и с большей интеллектуальной глубиной обрабатывать большие базы данных, распределять информацию согласно определенным признакам и внутренним связям для репрезентативного прогноза отказов оборудования, формирования обобщенных нетривиальных оценок статистики

аварийности. Наилучшим образом этим требованиям отвечает комплекс методов интеллектуального анализа DataMining (ДМ) [2].

Это – информационная технология глубокого анализа и выявления скрытых взаимосвязей внутри больших баз данных, с помощью которой также производятся определение значений факторов времени, локализация событий или явлений по месту, классификация событий и ситуаций по определенным признакам, прогнозирование хода процессов, событий и др.

Таким образом, целью интеллектуального ДМ анализа аварийности является прогнозирование сроков службы и ресурсов установок в зависимости от условий эксплуатации и статистики отказов, выявление наиболее частых причин отказов оборудования и др. Результаты ДМ анализа являются основой мероприятий по управлению основными производственными активами электрических сетей, уменьшению и предотвращению отказов оборудования, и, следовательно, повышению надежности.

Библиографический список

1. Гольдштейн В.Г., Хренников А.Ю. Техническая диагностика, повреждения и ресурсы силовых измерительных трансформаторов и реакторов / М.: Энергоатомиздат, 2007. – 320 с.
2. Нестеров С.А. Базы данных. Интеллектуальный анализ данных. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2011.

*Н.Ю. Осипова, студ.,
рук. В.Г. Гольдштейн, д.т.н., профессор
(СамГТУ, г. Самара)*

АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ ПОГРУЖНОГО НЕФТЯНОГО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Одним из перспективных направлений снижения энергозатрат и повышения эффективности работы нефтегазодобывающих предприятий является создание условий для безотказного функционирования электропогружных установок (ЭПУ) [1]. Для этого необходимо обеспечение электромагнитной совместимости ЭПУ с интенсивными внешними и внутренними электромагнитными воздействиями. Прежде всего, это относится к погружным электродвигателям (ПЭД), как наиболее существенной составной части ЭПУ.

Основная цель анализа аварийности погружного электрооборудования заключается в том, чтобы на основании статистических данных установить взаимосвязь между факторами, оказывающими влияние на надежность и безопасность эксплуатации электроустановок [1].

В настоящей работе использовалась документация за последние три года с данными об аварийности ПЭД на крупнейшем нефтегазодобывающем предприятии в самарской области ОАО «Самаранефтегаз». Причины аварий могут быть самыми разнообразными: от ошибок конструктора до геологических процессов, но основными причинами отказов ПЭД являются электрический пробой обмотки в пазу и лобовой части, в узле токоввода.

Так как даже в пределах одного месторождения параметры скважин могут сильно различаться, существуют разнообразные осложняющие факторы, такие как солеотложения, выпадение парафина, кривизна ствола скважины, механические примеси, вызывающие в основном поток параметрических отказов, которые характеризуются снижением дебита скважины.

Информационная база данных (ИБД), анализ которой проводился в работе, насчитывает порядка пяти тысяч случаев отказов ПЭД (типоразмеры по мощности – ПЭД-32, ПЭД-45, ПЭД-63, ПЭД-50, ПЭД-90, ПЭД-70 и др.) В ИБД для каждого случая указывается номер скважины, месторождение, время работы до отказа, дата монтажа, запуска и отказа, причина аварии, типы протектора, компенсатора и кабеля, связывающего погружной агрегат и наземное оборудование.

Для такого объёма информации необходима методология, расчленивающая поток отказов по видам и позволяющая выделить закономерные отказы, определить константы законов распределения случайных отказов, создать формальный аппарат для прогнозирования безотказности ЭПУ.

Методы и средства обработки данных на основе интеллектуального анализа DataMining [2] опирается на ретроспективные данные для получения ответов на вопросы о будущем. DataMining решает главную задачу интеллектуального анализа – регрессионное установление функциональных зависимостей в наборе данных. С помощью найденных шаблонов проводится оценка вероятности возникновения аварий в в специфическом электрооборудовании, каким является ЭПУ.

Прогнозирование состояния электрооборудования проводится с целью создания условий его безотказного функционирования. Главное значение имеют мероприятия, предусматривающие снижение уровня перенапряжений и, тем самым, вероятности пробоя или перекрытия изоляции.

Из-за тяжелых природно-климатических условий работы надежность погружного электрооборудования существенно ниже общепринятой. По этой причине оснащение нелинейными ограничителями перенапряжений ПЭД (1 комплект ОПН-6 кВ, 2 ÷ 3 комплекта ОПН – 0,5 ÷ 3 кВ) в значительной степени повысит надежность электрооборудования в этой области [3].

В результате анализа аварийности ЭПУ в целом выявляются основные причины отказов погружного оборудования, приводятся математиче-

ские модели оптимизации периодичности ремонтов ПЭД, определяются организационно-технические мероприятия, направленные на повышение наработки на отказ и снижения количества отказов ПЭД в нефтегазодобывающих предприятиях.

Библиографический список

1. **Электроэнергетика** нефтяных и газовых промыслов / Т.А. Атакишев, Р.В. Бабаев, А.А. Барьюдин [и др.]. – М.: Недра, 1988.
2. **Макарычев П.П.**, Афонин А.Ю. Оперативный и интеллектуальный анализ данных: учеб. пособие. – Пенза: Изд-во ПГУ, 2010. – 156 с.
3. **Альбокринов В.С.**, Гольдштейн В.Г., Халилов Ф.Х. Перенапряжения и защита от них в электроустановках нефтяной промышленности / Самара: Самар. универ., 1997. – 324 с.

*Н.А. Саттарова, студ.,
рук. В.Г. Гольдштейн, д.т.н., профессор
(СамГТУ, г. Самара)*

ОБ ИСПЫТАНИЯХ, ТЕХНИЧЕСКОМ ОБСЛУЖИВАНИИ И ДИАГНОСТИКЕ ПОЛИМЕРНЫХ КАБЕЛЕЙ С ДЕГРАДИРУЮЩЕЙ ИЗОЛЯЦИЕЙ

Мероприятия по ремонту и реновации современных кабельных линий КЛ проводятся основе оценки технического состояния (ОТС), которая формируется по данным эксплуатационных испытаний. Их методической основой являются директивные документы и, в частности [1]. Они имеют важное значение, поскольку от их корректного выполнения в большей мере зависит техническое состояние КЛ с полимерной изоляцией и, в частности из шитого полиэтилена и полипропиленовой резины (СПЭ и ПР) и в значительной мере зависят аварийность, риски отказов и в целом надежность электрических сетей.

Несмотря на значительный накопленный опыт, по поводу методов проведения этих испытаний и испытательных параметров существуют различные мнения, расходящиеся с традиционными, отечественными и международными [1, 2]. Можно констатировать, что согласованные и обоснованные опытом эксплуатации рекомендации и, в частности, испытательные напряжения для кабелей 10 кВ с изоляцией из СПЭ после прокладки, обеспечивают контроль за правильностью прокладки и качеством монтажа кабельной арматуры, а в дальнейшем нормальные условия эксплуатации КЛ.

Полевые испытания КЛ позволяют определить местоположение изношенных компонентов системы и определить степень износа, что ис-

ключительно важно для обеспечения надёжности системы. В свинцованных кабелях с бумажной изоляцией (БПИ) повреждения связаны с попаданием влаги, что обычно может привести к тепловому пробую.

Реально в своем большинстве отечественные КЛ значительно (до 80 %) изношены, отработали свой срок службы и по-прежнему эксплуатируются. Профилактические испытания по действующим нормам приводят к тому, что КЛ пробиваются в момент проведения испытаний, а если их не проводить, то КЛ продолжают работать.

Испытания в полевых условиях переменным напряжением 50 Гц провести невозможно, так как испытательные трансформаторы достаточной мощности (для перезарядки КЛ 50 раз в секунду) имеют массу $20 \div 30$ тонн. Поэтому испытания проводят постоянным напряжением гораздо более простыми испытательными установками. Но это связано с образованием объемных зарядов в дефектах изоляции, которые приводят к ее пробую, а если он и не произошел, то процесс испытания значительно ухудшает ее и инициирует пробой в дальнейшем. Это противоречит ГОСТ, в котором разрешено испытательное напряжение, не приводящее к старению изоляции КЛ во время испытаний.

Что же касается кабелей с изоляцией из СПЭ, то единственно возможный способ – испытание таких КЛ только напряжением сверхнизкой частоты (СНЧ) 0,1 или 0,01 Гц. В этих испытаниях напряжение не оказывает существенного воздействия на изоляцию кабелей, не возникают объемные заряды в ее дефектах и, если пробивается изоляция кабелей, то действительно только ослабленная. Практика проведения испытаний показала, что применение напряжения СНЧ надежно выявляет места повреждения изоляции в кабелях и никаким образом не вызывают новые повреждения кабелей.

Можно констатировать, что общеизвестные испытания КЛ постоянным напряжением являются одной из существенных причин их выхода из строя. Отметим, что в технической документации зарубежных фирм-изготовителей категорически запрещается проводить испытания кабелей и КЛ с изоляцией из СПЭ постоянным напряжением.

Испытательные установки СНЧ рассматриваются как замена испытательным установкам постоянного тока, но также применяются испытания повышенным напряжением, но этот тип испытаний имеет другие цели.

Необходимо отметить также использование специальных полимерных жидкостей [3], которые вводятся непосредственно в пустотные участки полимерных КЛ через форсуночные отверстия фитингов и закачиваются в кабель, находящийся под напряжением. По пустотам жидкость диффундирует в полимерную изоляцию кабеля, в участки с ухудшенными

ми характеристиками, в которых чаще всего находится вода. Во время контакта с водой жидкость олигомеризуется (происходит увеличение молекулярного веса), заполняя полости с водным триингом более вязким водоотталкивающим раствором. Весь процесс способствует сушке кабеля, восстановлению электрической прочности, вследствие чего увеличивается срок службы кабеля.

Библиографический список

1. РД 34.45-51.300-97. Объём и нормы испытаний электрооборудования. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.
2. **Верхувен Б.** Международная практика испытаний кабелей. Высоковольтная лаборатория КЕМА, Нидерланды // Провода и Кабели. – 2006. – № 1 (296).
3. **Восстановление** кабелей / У. Стэйджи, У. Чаттертон // Прошлое – настоящее – будущее: материалы конф. JCABLE 2007, Версаль, Франция. – 2007. – С. 858 – 861.

*Е.Р. Уканеева, студ.,
рук. В.К. Козлов, д.ф.-м.н., профессор
(КГЭУ, г.Казань)*

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ ПЕРЕМЕННОГО НАПРЯЖЕНИЯ В ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ ЦЕПИ С ДИСТАНЦИОННОЙ ПЕРЕДАЧЕЙ ИНФОРМАЦИИ

Проблема надежного электроснабжения потребителей не теряет своей актуальности на протяжении многих десятилетий. Диагностика и мониторинг воздушных линий электропередач (ВЛЭП) часто вызывает трудности у организаций, которые занимаются их эксплуатацией и обслуживанием.

Различия между системами мониторинга воздушных ЛЭП обычно заключается в способе установки первичных датчиков, контролирующих параметры технического состояния линии.

- Системы мониторинга, датчики которых монтируются «на земле», и подключаются к контролируемым линиям при помощи различных согласующих устройств, чаще всего конденсаторов связи.

- Системы мониторинга воздушных ЛЭП, датчики которых, монтируются непосредственно на проводах линии. В этом случае проблемы подключения датчика к линии полностью снимаются, но возникают проблемы обеспечения бесперебойного питания электронной части датчика.

Возникает вопрос, какой источник питания надежнее в работе и электробезопаснее как для окружающих людей, так и для электрооборудования?

Источник питания на основе трансформатора тока обладает существенным недостатком: при токах меньших, чем минимальный, этот источник питания не обеспечивает необходимой мощности для работы устройств измерения.

Источник питания на основе емкостного делителя напряжения с одной заземленной обкладкой увеличивает вероятность пробоя, а также повышается стоимость и габариты.

По проведенным исследованиям и экспериментам получаем, что использование емкостного источника питания повышает надежность работы и снижает габариты находящегося под высоким потенциалом измерительного устройства.

На рис. 1 представлена принципиальная схема предлагаемого устройства для измерения переменного напряжения с емкостным источником питания, где цифрами обозначены [1]:

- 1 – датчик напряженности,
- 2 – воздушная линия электропередач,
- 3 – датчик напряжения,
- 4 – источник питания,
- 5 – микроконтроллер связи со встроенным аналого-цифровым преобразователем,
- 6 – дополнительный проводник конечной длины,
- 7 – электромагнитное устройство,
- 8 – аппаратура связи,
- 9 – герметичный кожух,
- 10 – канал связи,
- 11 – внешнее устройство,
- 12 – герметичный экранирующий кожух.

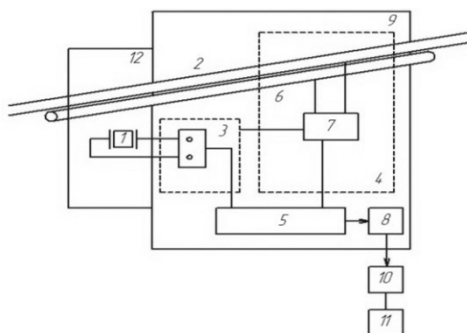


Рис. 1 Принципиальная схема устройства для измерения переменного напряжения в высоковольтной цепи с дистанционной передачей информации

Электромагнитное устройство 7 стабилизирует принимаемое напряжение до 5 В и запитывает датчик напряжения 3 и датчик напряженности 1.

Микроконтроллер связи 5 со встроенным аналого-цифровым преобразователем, обеспечивает оцифровку аналогового сигнала.

Микроконтроллер связи совместно с аппаратурой связи 8 осуществляет передачу полученного переменного сигнала в виде синусоиды с частотой 1000 Гц по радио каналу связи 10 на внешнее устройство 11.

Для питания устройства ($P = 100$ мВт) на линии 110 кВ необходимо 8 м дополнительного проводника, а на линии 220 кВ – 2,5 м.

Библиографический список

1. Патент РФ №119120, МПК G01R, 10.08.2012. Устройство для измерения напряжения в высоковольтной цепи с дистанционной передачей информации / В.К. Козлов, И.Н. Лизунов.

*А.В. Самсонов, студ.,
рук. А.В. Макаров, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

МОДЕЛИРОВАНИЕ СИЛОВОЙ ЧАСТИ ИНВЕРТОРНОГО ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ В СРЕДЕ EMTP-RW

EMTP–RV – это универсальная система программирования, которая создана для цифрового моделирования переходных явлений электро-механического и электромагнитного характера. Она является удобным и достаточно мощным инструментом для анализа явлений в электрических сетях любой степени сложности[1].

Инверторные источники питания применяются в различных электронных устройствах с номинальной мощностью до 10 кВт. По исследованиям шведской промышленной компании ESAB, более 70 % сварочного оборудования содержит силовую часть, построенную по инверторной схеме [2].

Целью исследований является поиск оптимальных алгоритмов управления инвертором, подбор параметров и наладка схемы для нормального режима работы источника питания.

Для моделирования силовой части инверторного источника питания, работающего с частотой 30 кГц, была выбрана схема асимметричного моста (рис. 1) [2].

В ходе работы были настроены генераторы сигналов sg1 и sg2 так, что изменяя коэффициент заполнения импульсов, ключи cSW1 и cSW2 закрывались и открывались одновременно с заданным периодом времени.

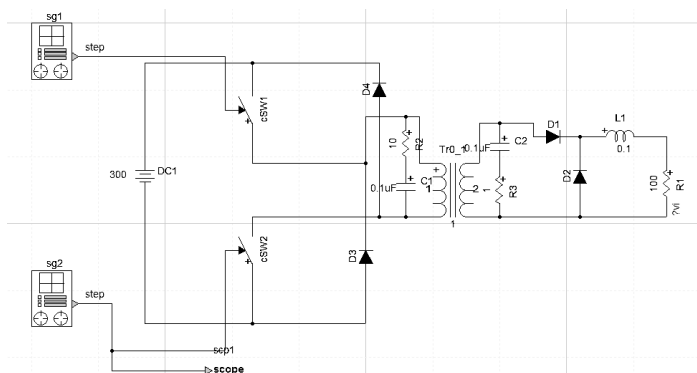


Рис. 1. Силовая часть инверторного источника питания, собранная по схеме асимметричный мост: DC1 – постоянный источник напряжения 300 В; два транзистора, которые были заменены идеальными ключами cSW1 и cSW2, управление которыми осуществляется с помощью генераторов сигналов sg1 и sg2; D1, D2, D3, D4 – четыре идеальных диода; TR0_1 – линейный идеальный трансформатор; L1 – дроссель 0,1 Гн; R1 – резистор 100 Ом

Конструктивной особенностью схемы является наличие помехоподавляющих R-С ветвей, включенных параллельно обмоткам трансформатора, и на опыте подобрали их параметры такими, чтобы происходило удовлетворительное подавление импульсных помех. Первоначально их не было, но при этом в процессе моделирования возникали очень большие импульсные кратковременные перенапряжения на обмотках трансформатора. В реальной схеме такие перенапряжения приведут к пробоем транзисторов и диодов.

Графики изменения напряжения с течением времени показаны на рис. 2.

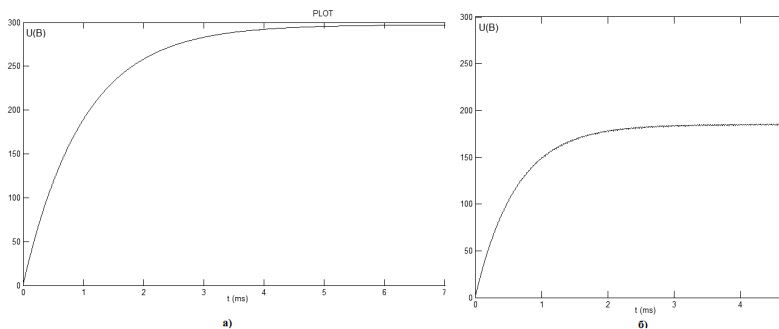


Рис. 2. Зависимость выходного напряжения $U(B)$ от времени $t(мс)$: а – длительность сигнала управления ключами 30 мкс; б – длительность сигнала управления ключами 5 мкс.

Данные зависимости показали, что изменяя коэффициент заполнения импульсов управления ключами, можно регулировать напряжение источника, и решена задача с подавлением импульсных кратковременных помех. Полученные результаты могут быть использованы для оптимизации работы инверторов и при разработке их системы управления.

Библиографический список

1. Сайт программы EMTP-RV [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://emtp.com/>, свободный. – Загл. с экрана.
2. Володин В.Я. Создаем современные сварочные аппараты. – М.: ДМК Пресс, 2011.

СЕКЦИЯ 18

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ И РЕЖИМЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ И ПОДСТАНЦИЙ

Председатель – к.т.н., доцент **Лапшин В.М.**
Секретарь – м.н.с. НИС **Ушакова Н.В.**

*Н.С. Волкова,
рук. В.М. Лапшин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

УПРОЩЕННЫЙ МЕТОД ПРОВЕРКИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НА НЕВОЗГОРАЕМОСТЬ

В соответствии с национальным стандартом [1] выбранные по условиям длительного режима кабели должны быть проверены не только по термической стойкости, но и на невозгораемость в режиме короткого замыкания.

Эта проблема особо актуальна для электрических станций, где распределительная сеть в системе собственных нужд выполняется кабельными линиями. Фактически под основными технологическими помещениями любой электростанции расположена разветвленная сеть кабельных каналов с проложенными соответствующим образом кабелями большой суммарной длины.

Именно по этой причине обеспечение условий невозгораемости кабелей позволяет избежать колоссального ущерба, возникающего при авариях, сопровождаемых пожаром.

Расчетную продолжительность короткого замыкания при проверке проводников на невозгораемость следует определять путем сложения времени действия резервной релейной защиты, в зону которой входят проверяемые проводники, и полного времени отключения соответствующего выключателя.

Для проверки силовых кабелей на невозгораемость при коротком замыкании необходимо определить конечную температуру нагрева их жил при расчетной продолжительности короткого замыкания θ_k и сравнить ее с предельно допустимой температурой нагрева жил по условию невозгораемости $\theta_{k_{дон}}$.

Невозгораемость кабелей обеспечивается при выполнении условия:

$$\theta_k \leq \theta_{k_{дон}}. \quad (1)$$

Таким образом, критерием выполнения условий невозгораемости кабельных линий в режиме короткого замыкания является температура жилы кабеля в момент отключения поврежденного резервной релейной защитой.

В соответствии с [1] искомую температуру жилы кабеля следует определять графоаналитическим методом с использованием специальных расчетных кривых, то есть, методом, аналогичным тому, который используется при проверке кабелей на термическую стойкость.

В то же время, в [1] предлагается к использованию упрощенный метод расчета термической стойкости, основанный на определении минимального термически стойкого сечения жилы кабеля для рассматриваемых расчетных условий короткого замыкания:

$$q_{\text{мин}} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}, \quad (2)$$

где C – параметр, отражающий теплофизические свойства материала проводника и изоляции, определенный в предположении, что перед режимом короткого замыкания температура жилы кабеля была предельно допустимой для условий длительного режима работы. Параметр C определен для разных типов проводников и представлен в [1] в форме таблиц.

Подобный подход может быть использован и для упрощенной проверки кабелей на невозгораемость.

Предельно допустимые температуры жил кабелей, используемых в системе собственных нужд электростанций, находятся в диапазоне температур 310 – 400 °С. Указанные критериальные значения внесены в национальный стандарт после многоэтапных уточнений и экспериментальной проверки и стали значительно ниже нормированных значений прежних лет.

Поскольку диапазон предельных температур по условиям невозгораемости не превышает значений, для которых построены расчетные кривые определения термической стойкости проводников, создается исходная база для определения параметра $C_{\text{воз}}$ для условий невозгораемости кабельных линий в режиме короткого замыкания.

Такая работа проделана для кабелей 6 – 10 кВ с бумажной пропитанной изоляцией и изоляцией из сшитого полиэтилена с жилами из наиболее применяемых в России медных и алюминиевых сплавов.

Библиографический список

1. ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Ростехрегулирование, 2007.

Е.Ю. Парубец,
рук. В.М. Лапшин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)

СИСТЕМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ TN В ЦЕПЯХ СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СТАНЦИЙ

В новом издании ПУЭ [1] приведены возможные варианты (режимы) заземления нейтрали и открытых проводящих частей (металлических корпусов электрооборудования) в сетях напряжением 0,4 кв. Они полностью соответствуют вариантам заземления, приведенным в стандарте Международной электротехнической комиссии.

К основным критериям для сравнения возможных вариантов заземления следует отнести электробезопасность (защита от поражения людей электрическим током) и бесперебойность электроснабжения потребителей. Следует отметить, что существуют и другие, весьма важные критерии сравнения.

Самым распространенным режимом заземления нейтрали и открытых проводящих частей является режим TN: нейтраль источника глухо заземлена, корпуса электрооборудования присоединены к нейтральному проводу.

Практически, режим TN может быть трех видов:

- TN-C – нулевой рабочий и защитный проводники объединены в единый нулевой проводник PEN (распространенный вариант в России, так называемая, четырехпроводная сеть – рис. 1);
- TN-S – нулевой рабочий проводник N и нулевой защитный проводник PE разделены (так называемая, пятипроводная сеть – рис. 2);
- TN-C-S- нулевой рабочий и защитный проводник объединены на головном участке в единый проводник PEN, а далее разделены на проводники N и PE (рис. 3).

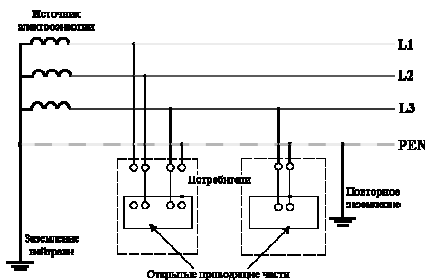


Рис. 1. Система TN-C

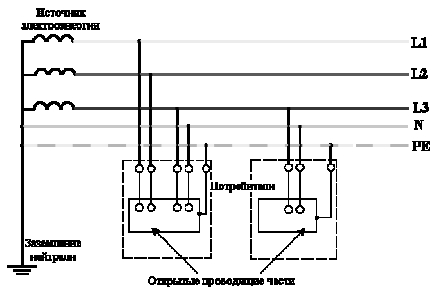


Рис. 2. Система TN-S

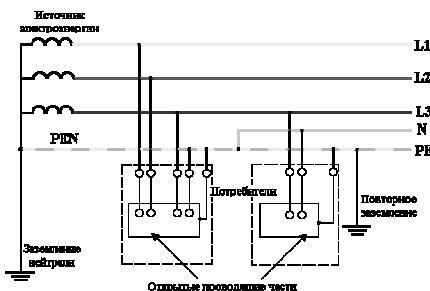


Рис. 3. Система TN-C-S

В работе проанализированы достоинства и недостатки представленных вариантов режима заземления в применении к системе собственных нужд 0,4 кВ электрических станций с учетом конструктивных особенностей широко внедряемых в последние годы отечественных комплектных распределительных устройств КТП СН-0,5 и соответствующих комплектных токопроводов.

Выявлены основные недостатки разных режимов заземления с точки зрения обеспечения безопасности людей и надежности электроснабжения.

Проанализированы возможности использования УЗО (устройств защитного отключения) в разных режимах заземления нейтрали и корпусов оборудования. Предложены рациональные решения для сети 0,4 кВ на электростанциях.

Библиографический список

1. **Правила** устройств электроустановок. – 7-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2002.

*С.Н. Борисов,
рук. А.М. Федотов, к.т.н., доцент,
В.М. Лапшин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Исследование переходных процессов методом математического моделирования необходимо как для проектируемых установок, для которых он является единственно возможным, так и для действующих установок, являясь предварительной оценкой перед проведением натурных испытаний.

Исходя из допущения независимости отдельных составляющих, суммарная погрешность при проведении исследований методом математического моделирования определяется как сумма трех составляющих [1]:

- погрешность, обусловленная приближенностью математической модели;

- погрешность, связанная с реализацией математической модели;

- погрешность, связанная с неточностью задания исходной информации.

Желательно чтобы исходная информация по двигателям системы собственных нужд действующих электростанций была получена экспериментальным путем на конкретном оборудовании.

Исходная информация по двигателям при расчетах процесса самозапуска задается или в виде каталожных данных, или в виде частотных характеристик.

Получение экспериментальных значений каталожных параметров в условиях действующей электростанции представляет довольно сложную задачу. В этом плане представляется более приемлемый вариант, а именно, снятие частотных характеристик, по которым легко определить параметры ротора асинхронного двигателя по многоконтурной схеме замещения. При этом каждый двигатель имеет собственное количество контуров в схеме замещения ротора.

Данная работа посвящена разработке математической модели системы собственных нужд для проведения расчетных исследований методом математического моделирования процесса самозапуска электродвигателей с использованием многоконтурной схеме замещения асинхронных электродвигателей, причем каждый электродвигатель моделируется необходимым количеством контуров ротора.

Библиографический список

1. **Применение** метода факторного планирования экспериментов для оценки влияния погрешностей на результаты математического моделирования./ В.И. Пуго, С.Ю. Сыромятников // Электричество. – 1977. – № 7. – С. 16 – 22.

*Р.С. Кутанин,
рук. А.М. Федотов, к.т.н., доцент,
В.М. Лапшин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ АСИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Исследование переходных процессов методом математического моделирования необходимо как для проектируемых установок, для которых он является единственно возможным, так и для действующих установок, являясь предварительной оценкой перед проведением натуральных испытаний.

Исходя из допущения независимости отдельных составляющих, суммарная погрешность при проведении исследований методом математического моделирования определяется как сумма трех составляющих [1]:

- погрешность, обусловленная приближенностью математической модели;
- погрешность, связанная с реализацией математической модели;
- погрешность, связанная с неточностью задания исходной информации.

Желательно чтобы исходная информация по двигателям системы собственных нужд действующих электростанций была получена экспериментальным путем на конкретном оборудовании.

Исходная информация по двигателям при расчетах процесса самозапуска задается или в виде каталожных данных, или в виде частотных характеристик.

В данной работе рассматриваются вопросы получения исходной информации по конкретным двигателям в виде каталожных параметров.

Экспериментальное получение параметров двигателей, соответствующих приводимым в каталоге, встречает большие трудности даже в условиях заводов-изготовителей. Полный объем испытаний, необходимый для получения каталожных параметров, проводится только на головном образце двигателя (приемочные испытания) или при периодических испытаниях, периодичность которых определяется стандартами и техническими условиями на отдельные виды машин. Большой объем и

значительные затраты времени делают неприемлемым определение полного каталога для каждого двигателя при массовом производстве.

В связи с этим, каждый изготовленный двигатель подвергается приемо-сдаточным испытаниям, в объем которых входит измерение сопротивления фазы обмотки статора постоянному току, опыты холостого хода (х.х.) и короткого замыкания (к.з.), сопротивление фазы статора постоянному току в холодном состоянии.

Между каталожными параметрами и данными приемо-сдаточных испытаний имеются функциональные связи.

Данные экспериментальные параметры и легли в основу методики определения каталожных параметров асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором.

В данном докладе приводится методика расчета каталожных параметров асинхронных короткозамкнутых электродвигателей по результатам приемо-сдаточных испытаний.

Библиографический список

1. **Применение** метода факторного планирования экспериментов для оценки влияния погрешностей на результаты математического моделирования./ В.И. Пуго, С.Ю. Сыромятников // Электричество. – 1977. – № 7. – С. 16 – 22.

*А.М. Захаров, студ.,
рук. А.А. Скоробогатов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ИНТЕРФЕЙСА К ЛАБОРАТОРНОЙ РАБОТЕ «МЕТОДЫ ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ КОРОТКОЗАМКНУТОЙ ОБМОТКИ РОТОРА АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ»

Интерфейс к лабораторной работе разрабатывался в программной среде MATLAB, позволяющей выполнять различные технические вычисления и программирование. Цель работы: практическое изучение студентами методов оперативного контроля асинхронных электродвигателей (АД) с короткозамкнутой обмоткой ротора.

Структурная схема лабораторного стенда представлена на рис. 1.

Объектом исследований является трехфазный асинхронный двигатель ЗВР71-2 мощностью 250 Вт с частотой вращения 2880 об/мин. Нагрузка на валу двигателя создается двенадцати вольтовым генератором постоянного тока (ГПТ), к которому подключаются 3 лампы накаливания

L1, L2 и L3 мощностью 85 Вт каждая. Лампы имеют по две нити накаливания, мощностью 40 и 45 Вт. Изменение нагрузки ГПТ производится с помощью тумблеров K1 ÷ K5.

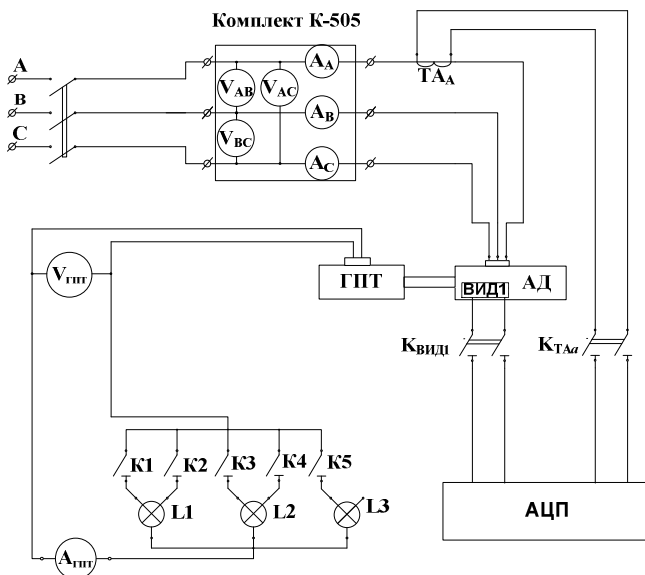


Рис. 1. Структурная схема стенда: АД – асинхронный двигатель; ГПТ – генератор постоянного тока; АЦП – аналогово-цифровой преобразователь; ВИД – внутренний индуктивный датчик; K1 ÷ K5 – тумблеры включения ламп накаливания; K_{ВИД1} – тумблер включения датчика ВИД1; K_{Т_{АА}} – тумблер включения трансформатора тока, установленного в фазе А

В испытании участвуют три ротора – № 1, № 2 и № 3, с различным количеством оборванных стержней: ротор №1 имеет один оборванный стержень, ротор № 2 имеет два оборванных стержня, а ротор № 3 имеет исправную обмотку. При этом, студентам заранее неизвестно состояние обмоток роторов.

Методы диагностирования состояния обмотки ротора АД можно разбить на два типа: дифференциальные и интегральные. Дифференциальные позволяют получить информацию о состоянии каждого стержня, то есть о числе и взаимном расположении оборванных стержней, а интегральные устанавливают только наличие таковых и лишь качественно, с большой погрешностью способны оценить их количество. Студент выполняет контроль обмоток обоими способами, а результатом его работы является отчет, состоящий из двух частей – для дифференциального и интегрального методов соответственно.

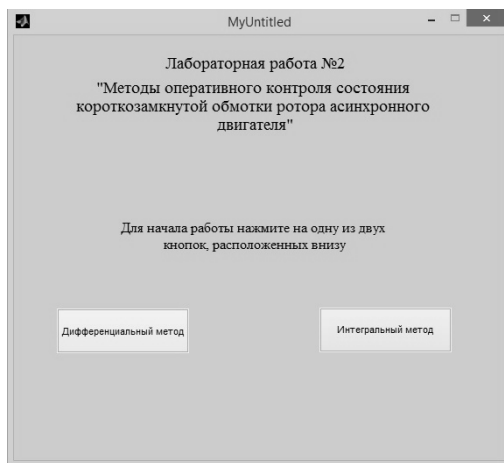


Рис. 2. Стартовое диалоговое окно

Библиографический список

1. **Новоселов, Е.М.** Методы оперативного контроля состояния обмотки ротора асинхронного электродвигателя: Методические указания / Е.М. Новоселов, А.А. Скоробогатов, Н.В. Глотова / ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – Иваново, 2011.
2. **Рассказчиков, А.В.** Разработка и исследование системы эксплуатационного контроля электродвигателей собственных нужд электростанций: дис... канд. тех. наук / А.В. Рассказчиков. – ЛПИ, 1982.–195 с.

*И.А. Козырев, студ.,
рук. И.Н. Сулыненков, к.т.н.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Малой гидроэнергетике (МГЭ) в последнее время уделяется пристальное внимание во всём мире. Это обосновано снижением запасов углеводородного топлива и более жёсткими требованиями к экологичности производства электроэнергии. МГЭ является одним из наиболее понятных для инвесторов направлений развития возобновляемых источников энергии и получает поддержку со стороны государства и региональных властей. Малые гидроэлектростанции (МГЭС) уже сегодня могут конкурировать с дизельными генераторами, поэтому являются привлека-

тельным источником энергии для малого и среднего бизнеса, создают стимулы для регионального развития.

В настоящее время в России треть электроэнергии, производимой электростанциями на базе возобновляемых источников энергии (ВИЭ), вырабатывается на МГЭС. В абсолютном выражении производится порядка 3 млрд. кВт·ч в год. Однако, технический потенциал задействован крайне слабо. На территории России насчитывается около 2,5 млн. малых рек. Их сток составляет 50 % от общего стока всех российских рек, а технический энергетический потенциал – примерно 492 млрд. кВт·ч (табл. 1). Согласно статистике, используется менее 0,5 % от этого потенциала. В Западной Европе, по разным оценкам, насчитывается от 2 до 6 тысяч малых ГЭС мощностью 14 ГВт, в Китае – более 45 тыс. мощностью 40 ГВт. В России насчитывается лишь около 300 МГЭС суммарной мощностью 1,3 ГВт. При этом на территориях бассейнов малых рек сосредоточено большое количество потребителей электроэнергии, в том числе 44 % городского и 90 % сельского населения [1]. Эти обстоятельства свидетельствуют о целесообразности развития МГЭ в нашей стране. Актуальность вопроса подтверждается значительным интересом со стороны Минэнерго РФ и РусГидро к малой гидроэнергетике, как в источнике, доказавшем свою эффективность в российских условиях.

Таблица 1. **Общий потенциал гидроэнергетических ресурсов России**

Территория	Теоретический потенциал		Технический потенциал	
	Всего млрд. кВт·ч	В том числе МГЭС мощностью до 30 МВт, млрд. кВт·ч/%	Всего млрд. кВт·ч	В том числе МГЭС мощностью до 30 МВт, млрд. кВт·ч/%
Россия	3942	1520/39	2105	492/23
Европейская часть	867	320/42	354	99/28
Азиатская часть	3075	1200/39	1751	393/22

К малым ГЭС принято относить широкий спектр гидроэнергетических объектов разного типа с установленной мощностью от 100 до 30 000 кВт, единичной мощностью гидроагрегата до 10 МВт и диаметром рабочего колеса гидротурбины до 3 м, в том числе микроГЭС с установленной мощностью до 100 кВт [2]. В других странах, например в Германии, малыми считаются ГЭС мощностью до 5 МВт, во Франции до 12 МВт, а в Китае до 50 МВт. Пик строительства малых ГЭС в России пришёлся на 50-е годы, их количество достигало 6 тысяч с максимальной выработкой 1025 млн. кВт·ч в 1959 году [3]. Но после массового введения в стране блоков большой мощности на ТЭС и АЭС и централизации электрических сетей, большая часть МГЭС была остановлена в связи с низкой конкурентоспособностью.

В настоящее время Малые ГЭС становятся более рентабельными за счет применения современных технологий, упрощения схемы управления и работы без обслуживающего персонала. По данным МНТО «ИНСЭТ» на 2013 год при строительстве малой ГЭС установленной мощностью около 500 кВт стоимость строительно-монтажных работ составляет порядка 15 млн. руб. При совмещенном графике разработки проектной документации, изготовления оборудования, строительства и монтажа МГЭС вводится в эксплуатацию за 15 – 18 месяцев. Себестоимость электроэнергии составляет от 0,5 рублей за 1 кВт·ч, что в 5 раз ниже, чем стоимость электроэнергии, фактически реализуемой энергосистемой. Таким образом затраты на строительство окупятся за 3,5 – 5 лет [4]. Однако, большие капиталовложения и отсутствие должной законодательной поддержки до сих пор остаются препятствиями к строительству новых МГЭС. Для стимулирования развития МГЭ в 2007 году был принят Федеральный закон ФЗ-250. Он предусматривал формирование системы мер, направленных на развитие ВИЭ в нашей стране, в числе которых предусматривалась разработка механизма установления надбавки к тарифу за электроэнергию, вырабатываемую МГЭС. К сожалению, до настоящего времени так и не приняты подзаконные акты, которые должны обеспечивать механизмы реализации выше указанного закона.

Библиографический список

1. **Малая** гидроэнергетика / Л.П. Михайлов, Б.Н. Фельдман, Т.К. Марканова [и др.]; под ред. Л.П. Михайлова. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 184 с.
2. **ГОСТ Р 51238-98.** Нетрадиционная энергетика. Гидроэнергетика малая.
3. **Современное** состояние и перспективы развития МГЭ в странах СНГ. – Алматы, 2011. – С. 36.
4. **МНТО «ИНСЭТ»** [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.inset.ru.

*А.Н. Бычкова, студ.,
рук. И.Н. Сулыненков, к.т.н.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ КОНСТРУКЦИЙ И ОБЛАСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ СУХИХ ТООГРАНИЧИВАЮЩИХ РЕАКТОРОВ

Долгие годы областью применения токоограничивающих реакторов были распределительные подстанции, промышленные предприятия, электрические сети. Но современное развитие электроэнергетики потребовало применения высоковольтных электрических аппаратов, работающих в энергосистемах с большим классом напряжения (от 20 кВ и выше),

высокими токами нагрузки и токами короткого замыкания и различных климатических условиях. Эти требования стали сдерживающими факторами для применения бетонных токоограничивающих реакторов. Бетон является довольно хрупким материалом. Поэтому бетонные реакторы характеризуются относительно низкой надежностью и механической прочностью. Это в свою очередь, отрицательно сказывается на работе реактора при возникновении коротких замыканий и во время его транспортировки. При транспортировке существует вероятность повреждения бетонных частей реактора в виде сколов или трещин, приводящих к неработоспособности реактора. Кроме того, указанные реакторы неремонтопригодны.

На сегодняшний день практически все генерирующие станции, электросети, распределительные подстанции и промышленные предприятия отказались от бетонных устаревших моделей и отдали предпочтение усовершенствованным токоограничивающим реакторам сухого типа. Основными преимуществами сухих токоограничивающих реакторов:

- меньшие габаритные размеры и масса;
- пониженные потери;
- высокие противопожарные свойства;
- экологическая безопасность;
- универсальность исполнения для эксплуатации в разных климатических условиях и категорий размещения (наружная, внутренняя);
- высоконадежность;
- простота монтажа и обслуживания;
- ремонтпригодность.

Главной особенностью сухого токоограничивающего реактора является его конструкция прессованного типа. Именно благодаря жёсткой конструкции катушки, при возникновении короткого замыкания, выдерживают большие динамические и термические нагрузки.

В работе проанализированы конструктивные решения, применяемые различными заводами-изготовителями в целях повышения эффективности, удобства транспортировки, монтажа и эксплуатации токоограничивающих реакторов:

- использование для обмоток катушки кабеля прямоугольного сечения;
- намотка катушки из алюминиевой фольги;
- использование современных изоляционных материалов;
- использование различных способов намотки кабеля;
- использование различных способов стяжки и др.

Также проанализированы и показаны экономически целесообразные зоны применения сухих токоограничивающих реакторов на понизительных подстанциях.

Библиографический список

1. **О компоновочных** решениях для распределительных устройств с комбинированными аппаратами/ А.М. Абдурахманов, М.Г. Линт, М.Ш. Мисриханов [и др.]. – Электрические станции. – 2008. – № 12.

2. **Стернин В.Г.**, Карпенский А.К.. Сухие токоограничивающие реакторы. – М.: Энергия, 1965. – С. 14 – 17.

3. **Реакторное** оборудование. Каталог решений в области улучшения качества электроэнергии, защиты электрических сетей и организации ВЧ-связи. – Группа компаний СВЭЛ.

*Н.С. Тихонова, студ.,
рук. И.Н. Сулыненков, к.т.н.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

**АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ КОМПОНОВОЧНЫХ
РЕШЕНИЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ**

Увеличение городского населения и концентрация крупных промышленных предприятий в районе городов привели к росту нагрузок. Появилась потребность в строительстве новых и расширении или реконструкции действующих сетевых объектов. Применение классических компоновочных решений для открытых распределительных устройств (ОРУ) в ряде случаев становится неэффективным ввиду больших занимаемых площадей и высокой стоимости земли. Поэтому задача сокращения площади, отводимой под строительство энергетических объектов, является актуальной.

В местности, где нет значительных ограничений по размещению энергообъектов, применяются традиционные, наиболее дешевые технические решения с размещением оборудования на открытом воздухе. Каждое ОРУ состоит из различного числа выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов и пр. В классическом ОРУ каждый аппарат представлен отдельно стоящим элементом, соединенным с другими аппаратами гибкой ошиновкой. Сборные шины выполнены гибкими проводами. С целью повышения компактности ОРУ было предложено несколько направлений развития:

1. применение жестких сборных шин и жесткой ошиновки;
2. создание блочно-модульных конструкций;
3. использование колонкового элегазового выключателя с функцией разъединителя [1]. При этом необходимый видимый разрыв создается несколькими способами:

- 3.1. перемещением выключателя на подвижной раме;

3.2. использованием поворотных выключателей (видимый разрыв создается за счет поворота выключателя);

3.3. использованием поперечно-продольных выключателей «Г-образного» типа (видимый разрыв создается благодаря выдвинутой вбок рамы в ее верхнем положении);

4. совмещение функций различных аппаратов.

Применение жестких сборных шин и жесткой ошиновки позволило создать более компактные компоновочные решения РУ благодаря сокращению расстояния между фазами и ячейками, уменьшению высоты РУ и объема строительно-монтажных работ. Единое модульное исполнение ОРУ на базе блочно-модульных конструкций позволило уменьшить площадь установки, сократить сроки монтажа, повысить механическую прочность и устойчивость конструкции. При использовании колонкового элегазового выключателя с функцией разъединителя уменьшилась площадь РУ за счет уменьшения числа устанавливаемых разъединителей.

Основой для создания устройств с совмещенными функциями нескольких аппаратов стал выключатель бакового типа со встроенными трансформаторами тока. Развивая эту идею, были созданы модули заполненные элегазом, в которых размещалось все оборудование ячейки РУ. Сборные шины выполнялись на открытом воздухе. Эти устройства получили название «гибридные». Классическим гибридным устройством является ячейка PASS MO фирмы АВВ. Также имеются модули, реализованные под определенную схему РУ. Это ячейки НуPact фирмы Alstom Grid. Конечным результатом развития этого направления явилось создание ячеек КРУЭ, все элементы которых, включая сборные шины, размещены в объеме, заполненным элегазом.

Самым компактным вариантом является использование КРУЭ (ячейка занимает в 5 – 10 раз меньше пространства). В то же время это самый дорогой вариант по первоначальным затратам (в 2 – 3 раза дороже по сравнению с классическим ОРУ). КРУЭ может окупиться за счет сокращения стоимости отводимой под РУ земли, высокой надежности, низких издержек на техническое обслуживание и ремонт, продолжительных сроков эксплуатации (50 лет). Гибридные устройства позволяют сократить площадь ОРУ на 70 % за счет совмещения нескольких аппаратов в одном устройстве и установки их в среде элегаза. Однако, они разработаны для ограниченного класса напряжений (35 – 220 кВ) и стоят в 1,5 – 2 раза дороже. ОРУ с жесткой ошиновкой и ОРУ с применением комбинированных аппаратов на базе колонкового выключателя занимают на 20 % меньше площади. Стоимость их выше, чем для традиционного РУ, в первом случае за счет более дорогих жестких шин и ошиновки, во втором – за счет более высокой стоимости выключателя.

Таким образом, к настоящему моменту разработан ряд интересных для применения на практике технических решений. Их широкое использование ограничено более высокими затратами.

Библиографический список

1. **О компоновочных** решениях для распределительных устройств с комбинированными аппаратами / А.М. Абдурахманов, М.Г. Линт, М.Ш. Мисриханов [и др.]. // Электрические станции. – 2008. – № 12. – С. 49 – 54.
2. www.pr-energo.ru.
3. www.forca.ru.
4. www.hyundaielectrosystems.ru.

В.В. Батаева
(ИГЭУ, г. Иваново)

ИНДЕКС РИСКА КАК ПОКАЗАТЕЛЬ УРОВНЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Государственная политика сегодня такова, что центр тяжести в реализации социально-экономической политики сместился в регионы. Передача значительной части прав и соответствующей им доли ответственности на региональный уровень идет по пути развития самоуправления. Очевидна необходимость создания более совершенной методики для обоснования и поддержки принятия решений в сфере формирования региональной энергетической политики.

Предлагаемый подход направлен на оценку уязвимости топливно-энергетического комплекса (ТЭК) региона к угрозам энергетической безопасности. Для этого определяется общий риск снижения энергетической безопасности региона, а так же уязвимость регионального ТЭК к локальным рискам ЭБ. Общим показателем, отражающим характер и остроту воздействия угроз является индекс риска. Подход основан на теории управления риском и реализуется в рамках концепции приемлемого риска.

Для проведения анализа ТЭК региона представляется как техническая система, состоящая из взаимосвязанных подсистем электро-, тепло- и топливоснабжения, в свою очередь состоящих из совокупности предприятий, объектов и установок получения, переработки, преобразования, транспорта, хранения и распределения энергетических ресурсов всех видов [1]. Сам процесс функционирования ТЭК региона рассматривается как переход системы от начального состояния в некоторое конечное со-

стояние, которое определяют переменные состояния системы. Если система соответствует предъявляемым к ней требованиям обеспечения энергетической безопасности, то можно говорить о реализации положительно сценария. На процесс функционирования ТЭК влияют угрозы ЭБ, степень этого влияния отражают локальные риски ЭБ региона. Если в системе происходит возмущение, т.е реализуется риск она может отклониться и перейти к реализации некоторого нового сценария, который приведет её в конечное состояние, отличное от точки обеспечения ЭБ.

В пространстве состояний системы могут быть реализованы различные сценарии отказов, развивающиеся после действия как отдельных рисков и их сочетаний, приводящие к разнообразным конечным состояниям. Поэтому уязвимость системы не сводится к отдельным характеристикам открытости к экстремальным воздействиям, а характеризуется совокупностью сценариев событий и причинно-следственных связей между этими событиями [2]. Она определяется вероятностями реализации конечных состояний системы, возникающих в случае отказов, развивающейся в системе после реализации нескольких рисков с различной интенсивностью. Общая матрица этих вероятностей и называется индексом риска. Он позволяет оценить уровень энергетической безопасности региона, проследить динамику ее изменения от года к году, либо оценить эффективность и целесообразность мероприятий по повышению уровня ЭБ, а так же сравнивать уровень энергетической безопасности различных регионов. Дальнейшие исследования ведутся в направлении определения количественных интервалов, благодаря которым можно будет дать качественную оценку уровня ЭБ региона.

Предлагаемая методика является гибким инструментом анализа и управления энергетической безопасностью региона. Она позволяет выявлять наиболее проблемные места в ТЭК региона, качественно оценивая влияние как локальных рисков ЭБ, отражающих суть отдельно взятых угроз, так и их сочетаний, оценивать общий уровень энергетической безопасности региона, учитывая сочетание условий в которых функционирует ТЭК. При планировании мероприятий позволяет моделировать эффекты от них, и решать какие именно целесообразнее проводить из соотношения «затраты – эффективность».

Библиографический список

1. **Энергетическая** безопасность. Термины и определения / Отв.редактор чл.-корр. РАН Воропай Н.И. – М.: ИАЦ Энергия, 2005. – 60 с.
2. **Махутов Н.А.** Оценка уязвимости технических систем и ее место в процедуре анализа риска / Н.А. Махутов, Д.О. Резников // Проблемы анализа риска. –2008. – Т. 5. – № 3.

*Н.В. Ушакова
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА С УЧЕТОМ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ В РОССИИ

Реформирование экономики России связано с развитием рыночных отношений в электроэнергетической отрасли. Возросла экономическая ответственность энергетических компаний за нарушение нормального режима работы энергосистемы. Основными причинами отказа электрооборудования являются, низкий уровень технического обслуживания и ремонта, несоблюдением периодичностей и объемов выполнения ремонтных и профилактических работ. В некоторых случаях это обусловлено рядом причин, таких как отсутствие денежных средств, запасных частей (для устаревшего и снятого с производства оборудования) и т.д. Также причинами отказов являются недостатки или отсутствие на предприятиях системы контроля старения и износа оборудования.

Решением проблем для оптимизации затрат на обновление электрооборудования, снижения ущерба, повышения надежности, является определения допустимых сроков эксплуатации и определения приоритета технического перевооружения и реконструкции, является внедрение систем технического состояния диагностирования и переход на рациональную стратегию технического обслуживания и ремонта электрооборудования по техническому состоянию, что позволит повысить надежность и уменьшить затраты на обслуживание электрооборудования.

Внедрение системы оценки технического обслуживания и ремонта по техническому состоянию возможно, т.к. в процессе эксплуатации происходит непрерывное ухудшение технического состояния электрооборудования под воздействием различных эксплуатационных факторов (температура, влажность, вибрация, перенапряжения и т.д.), которые с различной скоростью приводят к развитию дефектов, что создает предпосылки для раннего обнаружения дефекта [1]. На сегодняшний день разработано множество средств и методов диагностирования, благодаря которым появляется возможность реально оценить состояние каждой единицы электрооборудования, что позволяет заблаговременно определить предельное состояние электрооборудования и вывести его в ремонт, не допуская аварийного отключения и значительного ущерба.

Выбор рациональной стратегии ремонта электрооборудования объектов энергетики, способствует снижению эксплуатационных расходов и максимальному продлению срока службы оборудования, которая в свою

очередь зависит от типа электрооборудования, его ремонтнопригодности, контролепригодности, достоверности диагностирования, места установки и уровня ответственности в технологическом процессе энергообъекта [1].

Система ремонтов по техническому состоянию, при которой оборудование выводится в ремонт на основе результатов комплексного диагностирования осуществляемой путем непрерывного или дискретного контроля над изменением физико-химических параметров оборудования, которые определяют его работоспособность. Оборудование эксплуатируется до тех пор, пока эти параметры не достигли предельного (с точки зрения надежности) значения. После этого осуществляется предупредительный ремонт, объем которого соответствует техническому состоянию оборудования.

Использование стратегии по техническому состоянию позволяет более полно использовать технический ресурс в целом и обеспечить надежную работу электрооборудования при минимальных затратах, когда дефекты могут быть устранены в процессе ремонта, а замена оборудования производится после полной сработки ресурса и достижения предельного состояния, когда дальнейшая эксплуатация его становится экономически невыгодной по условиям безопасности технической или экономической целесообразности, качественно повысить требования к системам диагностирования электрооборудования, главной задачей которых является прогноз технического состояния оборудования на относительно длительный период; известно фактическое состояние оборудования; повышается эффективность ремонта за счет послеремонтного диагностирования, а так же достоверно определяются сроки необходимых работ по профилактике и ремонту оборудования.

Библиографический список

1. Назарычев А.Н. Методы и модели оптимизации ремонта электрооборудования объектов энергетики с учетом технического состояния / Иван. гос. энерг. ун-т. – Иваново, 2002. – 168 с.

*А.Р. Ахметшин, к.т.н., ст. преподаватель,
рук. А.И. Федотов, д.т.н., профессор
(КГЭУ, г. Казань)*

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ С СИММЕТРИРУЮЩЕЙ ОБМОТКОЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Для устранения несимметрии фазных напряжений выпускаются трансформаторы с симметрирующей обмоткой (ТСО), при этом отсутст-

вуют паспортные параметры трансформаторов, учитывающие влияние симметрирующей обмотки (СО) на режимы их работы. Актуальной задачей является разработка методики определения параметров схемы замещения ТСО. Стандартных параметров трансформаторов, полученных из опытов холостого хода и короткого замыкания, недостаточно для расчета параметров схемы замещения ТСО. Поэтому в работе предлагается дополнительно использовать внешние характеристики снятые для неполнофазных режимов работы ТСО.

Уравнение баланса напряжений каждой из обмоток по отношению к нейтрали:

$$\left. \begin{aligned} \dot{E}_a - [r_T + j(x_T + x_{co})] \cdot \dot{I}_a - jx_{co} \cdot (\dot{I}_b + \dot{I}_c) &= \dot{U}_{aN} - r_N \cdot \dot{I}_N \\ \dot{E}_b - [r_T + j(x_T + x_{co})] \cdot \dot{I}_b - jx_{co} \cdot (\dot{I}_a + \dot{I}_c) &= \dot{U}_{bN} - r_N \cdot \dot{I}_N \\ \dot{E}_c - [r_T + j(x_T + x_{co})] \cdot \dot{I}_c - jx_{co} \cdot (\dot{I}_a + \dot{I}_b) &= \dot{U}_{cN} - r_N \cdot \dot{I}_N \end{aligned} \right\}$$

Полученным уравнениям соответствует схема замещения, рис. 1, которая позволяет моделировать несимметричные режимы работы ТСО в программном пакете MATLAB, рис. 2.

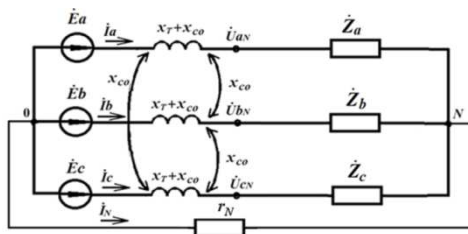


Рис. 1. Схема замещения трансформатора с симметрирующей обмоткой

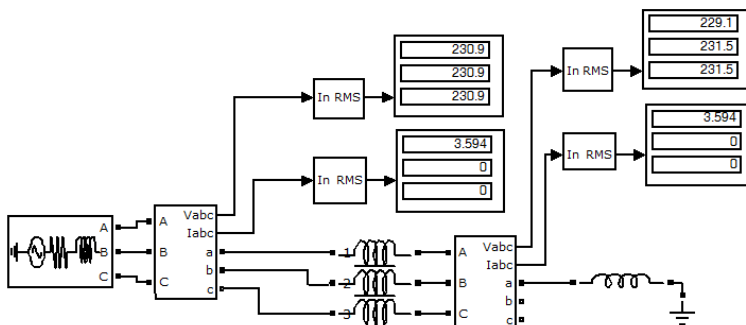


Рис. 2. Модель трансформатора с СО в программном продукте MATLAB

В качестве источника напряжения, рис. 2, использован блок трехфазного источника напряжения, напряжением 400 В и частотой 50 Гц, сопротивлением источника 0,001 Ом. Для задания взаимной индуктивности выбран блок, предназначенный для моделирования катушек или проводников, имеющих магнитную связь. Блок позволяет моделировать три или два магнитно-связанных элемента. Для создания несимметрии в схеме использованы разные нагрузочные сопротивления по фазам.

По полученным численным значениям параметров рассчитаем на модели внешние характеристики трансформаторов без симметрирования и с симметрированием в режиме двухфазной нагрузки, рис. 3.

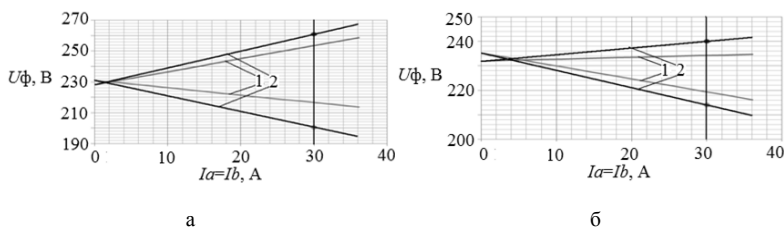


Рис. 3. Внешняя характеристика трансформатора без симметрирования (а) и с симметрированием (б) в режиме двухфазной нагрузки: 1 – аппроксимационные внешние характеристики ТМГ-25/10-У; 2 – по данным модели построенной в программном пакете MATLAB

Представленная модель рис. 2 позволит определения технической эффективности от установки ТСО.

*А.Д. Купчинов, асп.,
рук. Ю.П. Гусев, к.т.н., доцент
(НИУ «МЭИ», г. Москва)*

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПУЛЬСАЦИЙ ТОКА ПОДДЕРЖИВАЮЩЕГО ЗАРЯДА АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ В СИСТЕМАХ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА

Аккумуляторные батареи (АБ) в системах оперативного постоянного тока (СОПТ) предназначены для резервного питания электроприемников постоянного тока: устройств релейной защиты и автоматики, приводов выключателей, аварийного освещения – при потере питания со стороны зарядных устройств (ЗУ). В нормальном режиме ЗУ, кроме электропитания

постоянной нагрузки СОПТ, обеспечивает поддерживающий заряд АБ, то есть заряд небольшим током, компенсирующим саморазряд аккумуляторов.

Согласно [1, 2], в СОПТ подстанций пульсации тока поддерживающего заряда не должны превышать 5 А на 100 А·ч емкости АБ. Проблема заключается в том, что пульсации тока зависят не только от параметров ЗУ, но и от параметров АБ, поэтому производители ЗУ, как правило, вместо пульсаций выходного тока указывают пульсации напряжения на эквиваленте нагрузки в виде активного сопротивления. Для проверки соответствия ЗУ и АБ необходимо по пульсациям напряжения на резистивной нагрузке рассчитать пульсации тока в АБ. Методика, позволяющая рассчитать пульсации тока, на основании каталожных данных ЗУ, в АБ различных типов, отсутствует.

В технической документации производителей ЗУ указывается значение пульсаций выходного напряжения ЗУ, при его работе на активную нагрузку сопротивлением $R_{нз} = \frac{U_{вых.ном.}}{I_{вых.ном.}}$. Это значение составляет 0,5 – 5 % в зависимости от типа ЗУ и от характеристик используемых в нем фильтров. Пульсации тока и напряжения на активной нагрузке связаны простым соотношением:

$$I_{\sim нз} = \frac{U_{\sim нз}}{R_{нз}}, \quad (1)$$

Внутреннее сопротивление ЗУ, отражающее параметры полупроводникового преобразователя и выходных фильтров ЗУ, в первом приближении, можно считать преимущественно активным и оценивать по формуле:

$$r_{зу} = \frac{q \times U_{вых.ном.} - U_{\sim нз}}{I_{\sim нз}}, \quad (2)$$

где q – коэффициент пульсаций выпрямителя, для трехфазных шести-пульсных выпрямителей составляет 5,7 % [3].

Определенное таким образом внутреннее сопротивление ЗУ пульсационной составляющей тока поддерживающего заряда позволяет получить верхнюю оценку пульсаций выходного тока при работе ЗУ на АБ:

$$I_{\sim АБ} = \frac{q \times U_{вых.ном.}}{r_{зу} + r_{АБ}}, \quad (3)$$

где $r_{АБ}$ – внутреннее сопротивление АБ.

Таким образом, формулы (1) – (3) позволяют оценить пульсации тока поддерживающего заряда АБ и проверить соответствие ЗУ конкретной АБ по условиям пульсаций. Предложенная методика была проверена на математической модели «выпрямитель – АБ», разработанной в программ-

ном комплексе ЕМТР-RV. Значение пульсаций тока на АБ при расчете на модели оказалось меньше, чем при оценке по формулам (1) – (3). Из этого следует, что предложенная методика позволяет с запасом оценить уровень пульсаций. Методика была включена в проект разрабатываемого кафедрой «Электрические станции» МЭИ стандарта организации ОАО «ФСК ЕЭС».

Библиографический список

1. **СТО 56947007-29.120.40.041-2010.** Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования.
2. **Гусев Ю.П.** Зарядные устройства для систем оперативного постоянного тока подстанций ЕНЭС // Энергоэксперт. – 2009. – № 3. – С. 58 – 62.
3. **Попков О.З.** Основы преобразовательной техники. – М.: Издательский дом МЭИ. 2007.

*А.А. Борисов,
рук. Э.Н. Фоминич, д.т.н., профессор
(ВИ(ИТ) ВА МТО, г. Санкт-Петербург)*

СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ АНТЕННО-ФИДЕРНЫХ СИСТЕМ ОТ ИМПУЛЬСНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Для обеспечения надежной и качественной связи между удаленными объектами широкое применение находят радиопередающие (РПД) и радиоприемные (РПР) комплексы с протяженными антенно-фидерными системами (АФС) различного частотного диапазона (от 50 – 80 кГц до 2 – 30 МГц и выше).

В соответствии с требованиями международных и отечественных стандартов все технические средства связи должны быть стойкими к электромагнитным воздействиям естественного и искусственного (технического) происхождения. В силу больших протяженностей на вибраторах и фидерных трактах АФС могут наводиться под воздействием мощных электромагнитных полей естественного и искусственного происхождения (МЭМП ЕИ). Уровни наводимых импульсных токов и напряжения в элементах АФС представляют для них опасность.

Анализ технических характеристик существующих УЗИП и результатов расчетных оценок токов и напряжений, протекающих в них, позволяет сделать вывод о том, что существующие УЗИП не позволяют в полной мере обеспечить эффективную защиту технических средств РПД и РПР устройств АФС от воздействия МЭМП ЕИ [1]. Следовательно, существовала задача по разработке УЗИП целевого назначения на нестандартные классы напряжения, удовлетворять требованиям, приведенным в табл. 1.

Таблица 1. Тактико-технические требования, предъявляемые к УЗИП для протяженных АФС

№	Наименование технической характеристики	Класс АФС по номинальному напряжению	
		14 кВ	2 кВ
1.	Номинальное напряжение (амплитудное значение), кВ	14,0	2,0
2.	Диапазон рабочих частот, кГц	2...80	2000...30000
3.	Емкость относительно корпуса, пФ	до 40	до 6
4.	Длительность фронта импульса тока, мкс	250 ± 50	до 8
5.	Амплитуда пропускаемого тока, кА	2,5	0,5
6.	Длительность выдерживаемого импульса тока до полуспада амплитуды, мкс (не более)	2500	50
7.	Уровень ограничения напряжения	27	2,5

На основе сформулированных тактико-технических требований были разработаны принципиальная электрическая схема и конструктивно-компоновочные решения УЗИП (рис. 1).

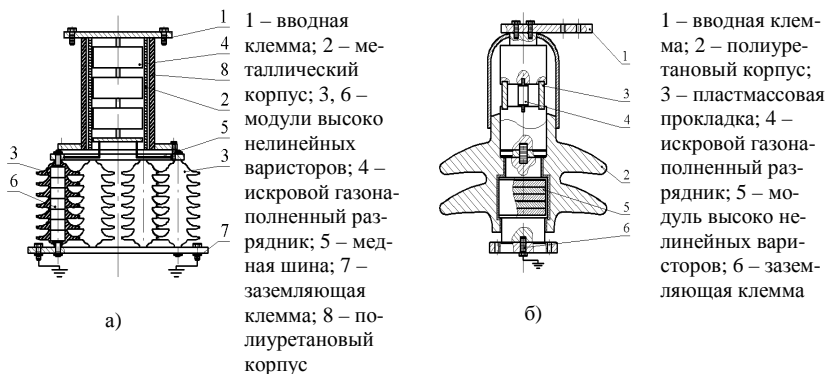


Рис. 1. Конструкция макетных образцов УЗИП: а) УЗИП на номинальное напряжение 14 кВ; б) УЗИП на номинальное напряжение 2 кВ

Испытания опытных образцов УЗИП, выполненные на моделирующих комплексах, воспроизводящих МЭМП ЕИ, показали их высокую эффективность и живучесть при высокочастотных и низкочастотных воздействиях.

В настоящее время указанные типы УЗИП запущены в серийное производство и успешно используются на действующих РПД и РПР комплексах ряда объектов.

Таким образом, впервые были созданы УЗИП на нестандартные классы рабочих напряжений, которые позволяют обеспечить эффективную защиту РПД и РПР устройств и элементов АФС от воздействия МЭМП ЭИ.

Библиографический список

1. **Борисов А.А.**, Хромов В.В., Громов О.И. Устройства защиты технических средств антенно-фидерных систем от мощных электромагнитных воздействий / Десятая российская науч.-техн. конф. по электромагнитной совместимости технических средств и электромагнитной безопасности ЭМС-2008: сб. докл. – СПб.: ВИТУ, 2008. – С. 251 – 253.

*В.В. Сороко, студ.,
рук. Ю.В. Бладыко, к.т.н., доцент
(БНТУ, г. Минск)*

**РАСЧЕТ СТАТИКИ ПРОВОДОВ С УЧЕТОМ
ТЕРМОЗАВИСИМЫХ ЭЛЕМЕНТОВ**

Точный расчет механических напряжений возможен при представлении проводов гибкой упругой нитью, что позволяет кардинальным образом решить задачу учета упругих и температурных удлинений провода в различных режимах климатических воздействий. Поэтому в основу разработанного на кафедре «Электрические станции» БНТУ векторно-параметрического метода механического расчета гибкой ошиновки распределительных и проводов воздушных линий (ВЛ) положена расчетная модель проводов в виде гибкой упругой нити [1].

По разработанному алгоритму разработана модифицированная программа расчета статика проводов. Она использована для расчета монтажных кривых (рис. 1 и 2), представляющих собой зависимость тяжений и стрел провеса провода от температуры.

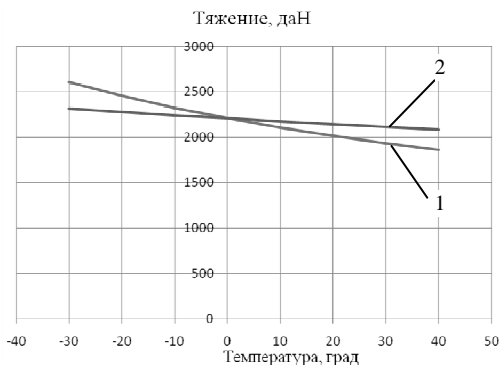


Рис. 1. Зависимость тяжений провода пролета ВЛ длиной 300 м от температуры для разных коэффициентов температурного удлинения провода (1 – $\alpha = 2 \cdot 10^{-5} 1/^\circ\text{C}$; 2 – $\alpha = 6 \cdot 10^{-6} 1/^\circ\text{C}$)

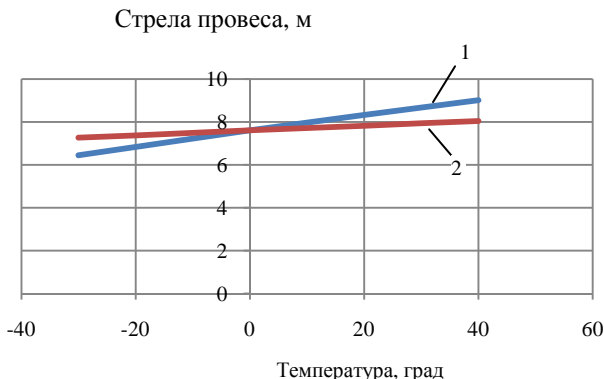


Рис. 2. Зависимость стрел провеса провода пролета ВЛ длиной 300 м от температуры для разных коэффициентов температурного удлинения провода: 1 – $\alpha_t = 2 \cdot 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$; 2 – $\alpha_t = 6 \cdot 10^{-6} \text{ 1/}^\circ\text{C}$

Как видно из рис. 1 и 2, чем меньше значение коэффициента температурного удлинения провода, тем меньше изменение тяжения и стрел провеса при изменении температуры. Поэтому предпочтительнее строительство ВЛ с композитными проводами, имеющими наименьшие значения коэффициента температурного удлинения провода.

Что касается применения адаптивной линейной арматуры (АЛА), то ее влияние на уменьшение изменений тяжений и стрел провеса несущественно из-за малой длины АЛА. Так эквивалентный коэффициент температурного удлинения системы «провод и АЛА» равен

$$\alpha_t = \frac{\alpha_{t1} \cdot l_1 + \alpha_{t2} \cdot l_2}{l_1 + l_2},$$

где α_{t1} – коэффициент температурного удлинения провода длиной l_1 ; α_{t2} – коэффициент температурного удлинения АЛА длиной l_2 .

При отрицательном коэффициенте температурного удлинения АЛА и $\alpha_{t2} \approx -\alpha_{t1} \cdot \frac{l_1}{l_2}$ влияние температуры можно компенсировать.

Библиографический список

1. Численный метод расчета статики гибкой ошиновки ОРУ в различных режимах климатических воздействий / М.И. Стрелюк, И.И. Сергей, Ю.В. Бладыко // Энергетика. – 1983. – № 8. – С. 8 – 14.

*М.А. Горбунцова, В.В. Авдонин, студенты,
рук. В.С. Галушак, доцент
(КТИ (филиал) ВолгГТУ, г. Камышин)*

МИКРОВЭС БАЛКОННОГО ТИПА С РЕКОНСТРУКЦИЕЙ ВЕТРОКОЛЕСА

До настоящего времени ни зарубежная, ни отечественная промышленность не выпускает ветроагрегаты для потребителей особо малых мощностей таких как удалённые приборы контроля температуры, влажности, направления и силы ветра и др. Предлагается разработать балконный ветроагрегат особо малой мощности с управляемым воздушным потоком, который смог бы удовлетворять данным требованиям, а также быть применен в стесненных условиях на балконе городской квартиры.

Нами была сконструирована модель миниатюрной ветроэлектростанции для потребителей особо малых мощностей.

МикроВЭС – это ветроагрегат, имеющий ускоритель ветрового потока в виде герметично скреплённых конфузора, цилиндрической части и диффузора, образующих аэродинамический участок с геометрией сопла Лаваля, по оси средней цилиндрической части которого размещено ветроколесо, посаженное на вал ротора электрогенератора. Такая аэродинамическая конструкция ветроагрегата при относительно малом диаметре ветроколеса, позволяет расширить рабочий диапазон скоростей ветра от 2 до 30 м/с, что увеличивает общую выработку электроэнергии по сравнению с прототипом при равных ветропотоках.

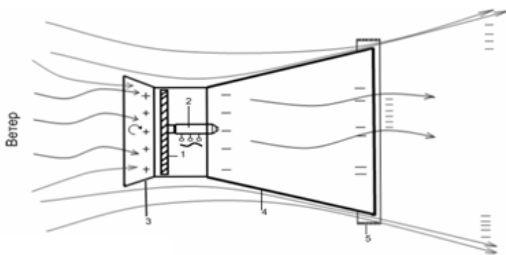


Рис. 1. Конструктивная схема микроВЭС: 1 – ветротурбина; 2 – электрогенератор; 3 – конфузор; 4 – диффузор; 5 – антикрыло

Благодаря такой конструкции во входной части агрегата создается повышенное давление воздуха, а в хвостовой части – разрежение. Это позволяет достичь удельной мощности до $800 - 900 \text{ Вт/м}^2$ охватываемой поверхности ветроагрегата.

Были проведены первые испытания микровэс на скорости от 2,8 до 16,7 м/с, в результате которого была получена диаграмма зависимости выходного напряжения от скорости ветра. По результатам натурального эксперимента продувом опытного образца в аэродинамической трубе установлено, что рабочее напряжение составило $U_p = 2 - 9$ В. Таким образом, электрогенератор вырабатывает переменный ток плавающей частоты, который выпрямляется встроенным выпрямителем, стабилизируется до напряжения 12 В, и направляется через контроллер заряда на зарядку аккумулятора.

Выработанной электроэнергии (105 кВт·ч) достаточно для организации освещения квартиры несколькими светодиодными лампами «Огонек» или «Чемпион», потребляемой мощностью 7 Вт при режиме работы 5 часов в сутки, 365 дней в году.

Были также проведены еще одни имитационные исследования на ветроколесах различных диаметров, в результате которых сделан вывод, что оптимальным для предложенной конструкции ветроагрегата является диаметр ветроколеса – 150 мм. Изучив патенты материалов и научные публикации Ивановых, Жданова и Клейна «Методика расчета проточной части осевой гидротурбины новой оригинальной конструкции» мы пришли к выводу, что необходимо вместо ветроколеса типа «Ромашки» разработать реактивную воздушную турбину с направляющим аппаратом, который обеспечивает эффективную работу агрегата в широком диапазоне изменения скоростей ветра.

Библиографический список

1. **Удалов С.Н.** Возобновляемые источники энергии: учеб. / С.Н. Удалов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 432 с.
2. **Лабейш В.Г.** Нетрадиционные и возобновляемые источники энергии: учеб. пособие. – СЗТУ, 2003.
3. **Безруких П.П.** Ветроэнергетика: Справ. и методическое пособие. – Москва.: ИД «Энергия», 2010.

*Д.С. Серебренников, асп., А.С. Кудрявцев, студ.,
рук. В.Г. Гольдштейн, д.т.н., профессор
(СамГТУ, г. Самара)*

ТЕПЛОВИЗИОННАЯ ДИАГНОСТИКА КАК ЭФФЕКТИВНОЕ СРЕДСТВО МОНИТОРИНГА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА

Для минимизации затрат при аварийных выходах из строя силового трансформатора (СТ) необходимы контроль, раннее выявление и прогноз проявления дефектов в процессе его эксплуатации, в частности, с помо-

щью метода тепловизионной диагностики (МТД) [1], однако, соответствующие мероприятия не в полной мере соответствуют требованиям ГОСТ 20911-89 и 27.002-89, а также регламенту, объему и нормам испытаний электрооборудования, использования [2]. При этом недостаточно понимаются потенциальные возможности метода, позволяющего решать задачи «диагноза» и «прогноза». Использование МТД ограничено отсутствием, с одной стороны, научно-обоснованных экспертных оценок, с другой стороны – достаточного количества и качества соответствующей аппаратуры.

Анализ тенденций развития тепловизионного диагностического контроля в энергетике показывает, что решается только часть первой задачи технического диагностирования. Наибольшее внимание сосредоточено на анализе теплового изображения (термограмм) для локализации места неисправности и в меньшей степени анализируются причины повреждений, закономерности развития дефектов, повреждений, отказов.

Для решения проблемы предложена и реализована система планово-предупредительного и прогностического техобслуживания электрооборудования. Используемая тепловизионная диагностика является компонентом как для оперативных мероприятий по ремонту, так и для прогнозирования технического состояния электрооборудования в течении всего срока эксплуатации.

Система тепловизионного диагностирования с помощью тепловизионной техники включает средства, алгоритмы, модели диагностирования, средства обработки данных банка данных МТД.

Система сопровождения электрооборудования по техническому состоянию с помощью МТД приводит к уменьшению капиталовложений, эксплуатационных затрат, и снижению ущерба, увеличению показателей надежности и др.

Библиографический список

1. <http://silovoytransformator.ru/stati/pervichnyy-osmotr-i-ocenka-sostoyaniya.htm>.
2. **Правила** проведения энергетических обследований организаций // Промышленная энергетика. – 1999. – № 211. – С. 44 – 47.

Я.В. Панова,
рук. Ю.А. Секретарев, д.т.н., профессор
(НГТУ, г. Новосибирск)

ПРЕВЕНТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ НА ГЭС С ПОЗИЦИИ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ

Для помощи в принятии решений дежурному персоналу в режиме «советчика» может служить СППР – система поддержки принятия реше-

ний. Основные функции СППР заключаются в мониторинге текущего состояния оборудования и предоставлении информации о нем.

В соответствии с теорией нечетких множеств, все параметры работающего оборудования станции можно представить в виде нечеткого интервала (рис. 1).

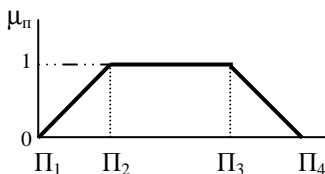


Рис. 1. Общий (линеаризованный) вид нечеткого интервала

На рис. 1 значения Π_2 и Π_3 ограничивают область нормальных значений какого-либо эксплуатационного параметра оборудования станции, а значения Π_1 и Π_4 расширяют эту область до области допустимых значений. Например, для эксплуатационного параметра «Давление в гидроаккумуляторе МНУ» на Новосибирской ГЭС такими значениями являются: $\Pi_1 = 16,5 \text{ кгс/см}^2$, $\Pi_2 = 22,5 \text{ кгс/см}^2$, $\Pi_3 = 25 \text{ кгс/см}^2$, $\Pi_4 = 25,6 \text{ кгс/см}^2$. По известным формулам эти значения переводятся в относительные (безразмерные), что позволяет сравнивать различные нечеткие интервалы [2]. Порядка 50 параметров оборудования Новосибирской ГЭС были представлены в виде нечетких интервалов, для которых были получены функции принадлежности – линейные зависимости $\mu(\Pi)$. Полученные функции принадлежности для различных параметров гидроблоков позволят создать информационную базу для разработки СППР.

Представление эксплуатационных параметров в виде нечеткого интервала позволяет рассматривать СППР с позиции превентивного управления станцией. Основными инструментами превентивного управления являются мониторинг, диагностирование, прогнозирование изменения текущей ситуации на объекте, а также своевременная реализация управляющих воздействий, направленных на восстановление нормального состояния объекта [1].

Рассмотрим процесс превентивного управления на станции схематично (рис. 2).

Таким образом, превентивное управление позволяет [1]:

- обнаружить отклонение на ранней стадии (при соответствующем информационном обеспечении);
- сформировать управляющее воздействие;
- своевременно реализовать его, предотвратив отключение элемента.

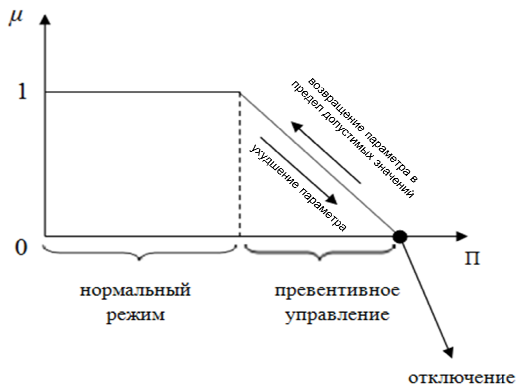


Рис. 2. Процесс превентивного управления на ГЭС

Из всего вышесказанного можно сделать вывод о том, что превентивное управление невозможно в случае применения защит с мгновенным срабатыванием. Таким образом, разрабатываемая система актуальна для реализации процесса превентивного управления, так как использует защиты с предупредительной сигнализацией.

Библиографический список

1. Секретарев Ю.А. Ситуационное управление составом гидроагрегатов на гидроэлектростанциях: монография / Ю.А. Секретарев, А.А. Жданович, К.Ю. Мосин. – Саяногорск; Черемушки: СФУ; Саяно-Шушенский филиал, 2013. – 152 с.
2. Панова Я.В. Исследование возможности интеллектуального анализа данных о состоянии гидроагрегата / Я.В. Панова, А.А. Жданович // Гидроэлектростанции в XXI веке: сб. материалов Всерос. науч.-практ. конф., Саяногорск, 2014 г. – Саяногорск, 2014. – С. 249 – 254.

*Г.С. Долгих, М.А. Востров, студенты,
В.В. Сенько, к.т.н., доцент
(СамГТУ, г. Самара)*

ОРГАНИЗАЦИЯ ГАРАНТИРОВАННОГО ПИТАНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЫ БЕЗОПАСНОСТИ НА ГИДРОЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

После тяжелых последствий аварии на Саяно-Шушенской ГЭС организация надежной и безопасной работы силового оборудования и средств его автоматизации относится к приоритетной задаче ОАО «РусГидро». Компа-

ния продолжает внедрять на своих станциях современные системы безопасности и жизнеобеспечения с гарантированным электропитанием [1].

Нарушения в работе объектов гидроэнергетики, вызванных отказом оборудования, ошибок оперативного персонала или в результате намеренного воздействия (несанкционированного проникновения, диверсии, теракта) могут привести к серьезным экологическим нарушениям, человеческим жертвам и существенному экономическому ущербу. Серьезность возможных последствий во многом объясняет высокие требования, предъявляемые к уровню обеспечения безопасности гидрообъектов.

Внедрение комплексной системы безопасности на гидроэлектростанции (ГЭС) включает в себя системы охранного телевидения, тревожной сигнализации, инженерно-физических заграждений, системы контроля и управления доступом, а также системы сбора и обработки информации.

В настоящий момент комплексная система безопасности объекта (КСБ) на Жигулевской станции состоит из следующих взаимосвязанных подсистем: система сбора и обработки информации (ССОИ); телевизионная система охранного наблюдения (ТСОН); система контроля и управления доступом (СКУД); система охранной тревожной сигнализации (СОТС); система охранного освещения (СООС) [2].

Основные типы применяемого оборудования:

- преобразовательная аппаратура производства компании Benning (Германия);
- шкафы, защитная и коммутационная аппаратура производства компании Scheider Electric (SE);
- кабельная продукция производства ОАО «Завод «Саранскабель» РФ и др.

Для реализации проектных решений на каждом объекте автоматизации предусматривается: установка аппаратуры автоматического ввода резерва (АВР); прокладка кабелей электропитания от ЩСН до аппаратуры (первичные сети СГП); установка источников бесперебойного питания (ИБП); прокладка кабелей распределительной сети от преобразовательной аппаратуры до проектируемых щитов распределения электропитания СГП КСБ [3].

По результатам проведенных исследований: авторы провели анализ концепции построения отказоустойчивой системы гарантированного питания оборудования КСБ (далее СГП КСБ); определили состав, предварительные места установки преобразовательного и распределительного оборудования СГП КСБ.

Цель данного исследования состояла в комплексном анализе гарантированного электроснабжения комплексной системы безопасности

(КСБ) объектов ГЭС. В соответствии с поставленной целью авторы решили следующие задачи:

- проанализированы базовые аспекты гарантированного электроснабжения комплексных систем безопасности объектов Жигулевской ГЭС;
- разработаны функциональные модели управления электроснабжением КСБ объектов Жигулевской ГЭС.

Библиографический список

1. **О мерах** по исполнению поручений Правительственной комиссии по ликвидации последствий аварии в Филиале ОАО «РусГидро» – «Саяно-Шушенская ГЭС имени П.С. Непорожного» (протокол от 17.09.2009 № 1); приказ ОАО «РусГидро» № 690 от 27.10.2009 г.
2. Системы автоматизации и управления зданиями: стандарт АВОК-5-2004. Ч. 2. Основные положения. Аппаратные средства. – М., АВОК-ПРЕСС, 2004.
3. **Воробьев А.Ю.** Электроснабжение компьютерных и телекоммуникационных систем. – М.: ЭкоТрендз, 2002. – 280 с.
4. **Страусс К.** Системы автоматики и коммуникации в сетях электроснабжения: практическое руководство. – М.: ООО «Группа ИДТ», 2007. – 250 с.

*С.А. Абдуллаева, вед. инженер,
рук. Т.К. Рафиева, к.т.н., доцент
(АзНИПИИ Энергетики, г. Баку)*

МЕТОД ОЦЕНКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ НЕПРЕРЫВНОЙ ДИАГНОСТИКИ ЛИНЕЙНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

При непрерывной диагностике технического состояния параметры, определяющие техническое состояние, определяются достаточно точно с помощью специальных устройств. Однако само устройство достаточно дорого, как и затраты на контроль коммутационной способности. В этой связи возникают две практические задачи:

1. Повысить точность контроля коммутационной способности выключателя.
2. Определить перечень выключателей, для которых непрерывный контроль коммутационной способности целесообразен.

Проблема оценки технического состояния выключателей заключается в том, что не все выключатели оснащены средствами оперативного учета числа отключений токов короткого замыкания (т.к.з.), величины отключаемого т.к.з. и расчета остаточного ресурса в режиме online. В связи с этим на практике необходимо определить группу выключателей, для которых надо вести непрерывный мониторинг с помощью специальной аппаратуры и устройств.

При отключении и включении выключателем в режиме к.з. происходят динамические и термические воздействия на элементы выключателя, по которым протекает т.к.з. Поэтому со временем износ элементов выключателя возрастает. Износ контактной системы и элементов выключателей зависит от числа коммутаций выключателем т.к.з. При аварийном отключении ВЛ от защит при коротком замыкании возможны следующие ситуации: успешная работа АПВ; неуспешная работа АПВ; успешное РПВ; неуспешное РПВ.

Коммутационная нагрузка в каждом из этих случаев различна, так как, например, при неуспешном АПВ через контактную систему линейного выключателя дважды протекает ток к.з., а при неуспешном РПВ – трижды. Последовательность решения алгоритма задачи следующая. За рассматриваемый период по диспетчерским журналам определяется число аварийных отключений (λ) к.з. на каждой ВЛ.

Если обозначить вероятность успешной работы АПВ как $Q_{АПВ1}$, то число успешных АПВ за рассматриваемый период времени равно $\lambda Q_{АПВ1}$. Если вероятность успешной работы РПВ (ручного повторного включения) $Q_{РПВ1}$. Тогда число успешных включений РПВ будет равно $\lambda Q_{АПВ1} \cdot Q_{РПВ1}$.

Нормативно справочная литература [1, 2] предоставляет данные о предельно-допустимом количестве отключений воздушной линией коротких замыканий. Данные даются в единицах измерения 1/год на 100 км линии. Поскольку линии имеют различную длину, для приведения величины параметра потока отказов к единой системе, необходимо для каждой ВЛ найти удельное число отказов по формуле:

$$\lambda_L = \frac{\lambda_{\text{факт}} \cdot L \cdot T_{\text{год}}}{100 \cdot T_{\text{рассм}}};$$

где $T_{\text{рассм}}$ – продолжительность наблюдения, лет; L – длина линии, км; λ_L – удельное количество отказов.

Нормативное удельное число включений на к.з. с учетом успешного АПВ определяется по формуле:

$$\Lambda_{\text{вкл},N} = \lambda_L \cdot Q_{АПВ1} (1 + Q_{РПВ1}).$$

Нормативное удельное число отключений к.з.

$$\Lambda_{\text{откл},N} = \lambda_L [1 + Q_{АПВ1} (1 + Q_{РПВ1})],$$

Тогда критерием целесообразности непрерывной диагностики выключателей являются соотношения:

$$\Lambda_{\text{вкл.факт}} > \Lambda_{\text{вкл.Н}},$$
$$\Lambda_{\text{откл.факт}} > \Lambda_{\text{откл.Н}}.$$

Конечной целью решения данной задачи является:

1. оценка целесообразности непрерывной диагностики линейных выключателей с учетом работы АПВ и РПВ.
2. определение перечня линейных выключателей, обеспечивающих коммутации соответствующих ВЛ.

Библиографический список

1. **Анализ** методов оценки коммутационного ресурса высоковольтных выключателей / Д.А.Андреев, И.А. Назарычев // Вестник ИГЭУ. – 2008. – Вып. 2.
2. **Неклепаев Б.Н.**, Крючков И.П. Электрическая часть станций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие для ВУЗ-ов, 4-е изд, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

*Х.К. Во, магистрант,
рук. Л.И. Пушкарева, к.т.н., доцент
(НГТУ, г. Новосибирск)*

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ ТИПОВЫХ СХЕМ

В 2010 году Федеральная сетевая компания провела планирование работ по реконструкции и техническому перевооружению электрических сетей в нескольких направлениях с учетом оценки технического состояния, производственных возможностей отечественной промышленности и строительных организаций. Компания разработала Программу реновации основных фондов ОАО «ФСК ЕЭС» на 2011 – 2016 гг., направленную на обеспечение надежности и эффективное функционирование электросетевого комплекса.

Программа реновации включает в себя установку 1 415 групп выключателей 110 – 750 кВ, 4 245 разъединителей 110 – 750 кВ.

Выше приведенный пример показывает необходимость и актуальность поиска решения по увеличению надежности эксплуатации выключателей. Повысить надежность и срок эксплуатации линий электропередач, можно с помощью снижения повреждения элегазовых выключателей 110 кВ. Основным фактором повреждения выключателей является высокий аperiодический ток. Для снижения влияния (уменьшения начального значения) аperiодической составляющей на надежность эксплуатации

выключателей с интенсивным дугогашением можно предусмотреть следующие меры:

-схемно-режимные мероприятия, включающие уменьшение степени компенсации K_p (например, частичное отключение ШР) перед включением ВЛ и программируемое включение (заранее определённый порядок включения выключателей по концам ЛЭП, в зависимости от мощности питающих систем и расстановки ШР, обеспечивающий наименьшие значения апериодической составляющей тока в выключателях);

-применение линейного выключателя с предвключаемым резистором;

-применение выключателя с предвключаемым резистором в цепи ШР;

-управляемое включение (включение в момент максимума напряжения на контактах выключателя).

Для более надежного использования выключателей нужно рассчитать заранее некоторые типовые схемы. И после этого, зная заранее вычисленные параметры, можно внедрять выключатели которые будут подходить под данную схему.

В качестве примера, приведён расчёт параметров схемы (рис. 1).

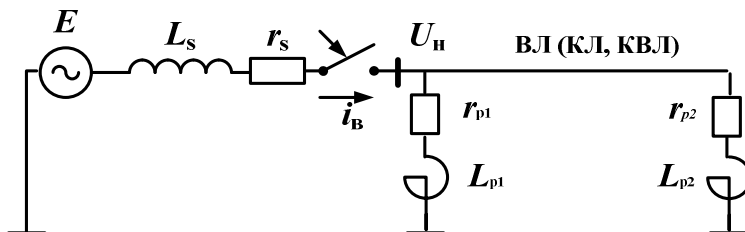


Рис. 1. Расчетная схема

Рассмотрено плановое включение незаряженной ЛЭП при наличии на ней короткого замыкания (КЗ). Количество, место подключения шунтирующих реакторов (ШР) и сторона включения выбраны заранее. Место короткого замыкания – в начале линии (ВЛ).

Алгоритм коммутации, задаваемый в расчётах

1. На одной из фаз ВЛ произошло КЗ.

2. Включается линия с одной стороны.

Задача – рассчитать переходные процессы для двух моментов включения:

- включение при нулевом напряжении на шинах;

- включение при максимальном напряжении на шинах.

Рассчитав напряжения и апериодическую составляющую тока в момент коммутации можно подобрать наиболее подходящий по характери-

стикам выключатель. Тем самым надежность эксплуатации выбранного выключателя будет выше.

Расчет и анализ различного набора типовых схем позволяет упростить и улучшить надежность работы выключателей. Кроме того, расчет типовых схем, позволяет оценить значения некоторых параметров напряжений и аperiodический ток при авариях, что дает больше информации и как следствие уменьшает время необходимое на ремонт участка.

Библиографический список

1. **Методика** расчетов переходных режимов для выявления опасных уровней аperiodической составляющей токов в моменты коммутаций выключателями присоединений и определение дополнительных требований к выключателям, устанавливаемым на этих присоединениях: отчет по НИР. – НГТУ, Новосибирск, 2012.
2. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозных и внутренних перенапряжений / Под ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-ое изд. – СПб.: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

*А.В. Ерошенков, асп.,
рук. Ю.П. Гусев, к.т.н.
(НИУ «МЭИ», г. Москва)*

ПРИМЕНЕНИЕ ИНФОРМАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ В САПР СОБСТВЕННЫХ НУЖД ПОДСТАНЦИЙ

Развитие электроэнергетических систем (ЭЭС) требует ускорения проектирования и повышения качества подготовки рабочей документации подстанций и, в том числе их собственных нужд (СН). В России и за рубежом разрабатываются системы автоматизированного проектирования (САПР), позволяющие решить эту задачу. Современные САПР используются в унифицированном описании объектов СН подстанции и в обмене разработанными моделями объектов между различными САПР на базе международных стандартов ИЕС (СИМ) [1], чем обусловлена актуальность разработки унифицированных информационных моделей для проектирования собственных нужд подстанций.

В докладе рассматривается применение в САПР подстанций, разработанных автором, информационных моделей и исследуются методы автоматизации создания рабочих документов проекта на основе СИМ-моделей.

Новизна проводимых исследований заключается в подготовке алгоритмов проектирования СН подстанций в соответствии с методологией СИМ ИЕС стандартов на основе отечественного опыта проектирования подстанций.

Подготовлена реализация библиотеки классов стандарта IEC 61970 CIM в виде конечной системной утилиты, позволяющей интегрироваться в сторонние приложения. Формализованы инвариантные и объектные проектные процедуры программного комплекса. Проектируется и наполняется база данных для разрабатываемой САПР.

Разрабатываемая система позволит повысить эффективность процесса проектирования собственных нужд подстанции и наладить унифицированный обмен между программными комплексами, как зарубежными, так и национальными. Разработанная информационная модель собственных нужд подстанций будет использоваться при разработке САПР подстанций.

Библиографический список

1. IEC – International Electrotechnical Commission: IEC 61970-301: Energy management system application program interface (EMS-API) – Part 301: Common Information Model (CIM) Base // International Electrotechnical Commission, 2003.

*Т.С. Борисова, студ.,
рук. А.А. Скоробогатов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ОБЗОР АНАЛОГО-ЦИФРОВЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ УСТРОЙСТВ АСУ ТП

Иерархическая трехуровневая структура АСУ ТП. Чаще всего распределенные АСУ ТП имеют трехуровневую структуру.

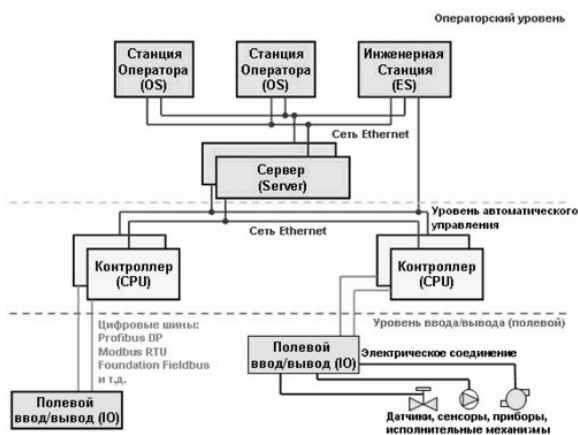


Рис. 1. Пример структурной схемы распределительной АСУ ТП

На верхнем уровне с участием оперативного персонала решаются задачи диспетчеризации процесса, оптимизации режимов, подсчета технико-экономических показателей производства, визуализации и архивирования процесса, диагностики и коррекции программного обеспечения системы. Верхний уровень АСУ ТП реализуется на базе серверов, операторских (рабочих) и инженерных станций.

На среднем уровне – задачи автоматического управления и регулирования, пуска и останова оборудования, логико-командного управления, аварийных отключений и защит. Средний уровень реализуется на основе программируемого логического контроллера.

Нижний (полевой) уровень АСУ ТП обеспечивает сбор данных о параметрах технологического процесса и состояния оборудования, реализует управляющие воздействия. Основными техническими средствами нижнего уровня являются датчики и исполнительные устройства, станции распределенного ввода/вывода, пускатели, концевые выключатели, преобразователи частоты.

Обработка аналоговых сигналов в процессе ввода в контроллер.

Для ввода аналогового сигнала в контроллер и его последующей обработки, он должен быть оцифрован. Сигналы от датчиков доводятся до нормированного уровня нормирующими преобразователями и проходят этап аналоговой фильтрации. Аналоговые фильтры позволяют устранить высокочастотные шумы. Отфильтрованные сигналы от датчиков поступают на аналоговый мультиплексор, основное назначение которого – последовательное подключение сигналов от N датчиков к устройству выборки-хранения и аналого-цифровому преобразователю (АЦП) для дальнейшей обработки. В процессе аналого-цифрового преобразования аналоговый сигнал представляется цифровым кодом.

Основным вопросом, с которым приходится сталкиваться при проектировании и использовании АЦП, является вопрос адекватности полученного в результате преобразования сигнала исходному физическому процессу, т.е. вопрос точности преобразования. Поэтому рассмотрим алгоритмы этих преобразований с точки зрения погрешностей, возникающих при их выполнении. Процесс аналого-цифрового преобразования предполагает последовательное выполнение следующих операций:

1) выборка значений исходной аналоговой величины в некоторые наперед заданные дискретные моменты времени, т.е. дискретизация сигнала по времени;

2) квантование (округление до некоторых известных величин) полученной в дискретные моменты времени последовательности значений исходной аналоговой величины по уровню;

3) кодирование – замена найденных квантованных значений некоторыми числовыми кодами.

Рассмотренные погрешности обусловлены самим алгоритмом аналого-цифрового преобразования. Кроме них в реальных АЦП возникают погрешности, связанные с неидеальностью используемой элементной базы, т.е. инструментальные погрешности.

Библиографический список

1. **Кривонов В.А.** Автоматизация технологических процессов и производств: метод. указания. – Старый Оскол: СТИ МИСиС, 2009. – 60 с.
2. <http://refrend.ru/544065.html>.

*И.Е. Корнеев, студ.,
рук. А.А. Скоробогатов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

АНАЛИЗ МЕТОДОВ И УСТРОЙСТВ КОНТРОЛЯ СОСТОЯНИЯ КОРОТКОЗАМКНУТЫХ ОБМОТОК РОТОРОВ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ

Надежность работы электростанций во многом определяется надежностью работы механизмов технологической схемы, приводимых во вращение, главным образом, асинхронными электродвигателями (АД). Один из дефектов АД с тяжелыми условиями пуска – это обрыв одного или нескольких стержней ротора, который может привести к аварийному останову АД [1].

Анализ работы АД при наличии в обмотке ротора оборванных стержней позволяет сформулировать ряд требований к устройствам и методам контроля состояния обмотки ротора, главными из которых являются способность определять количество обрывов и их расположение по отношению друг к другу и установка первичного датчика не внутри, а снаружи АД.

Известные методы и устройства для диагностики состояния короткозамкнутой обмотки ротора можно разделить на три группы, согласно [2]. К первой группе относятся методы и устройства диагностики на вынутах из статора ротора; ко второй – методы и устройства диагностики собранного АД в отключенном состоянии; к третьей – методы и устройства диагностики в рабочем режиме, представляющие наибольший интерес. Последнюю группу можно разбить еще на три подгруппы. В первую входят методы и устройства, использующие в качестве первичных датчиков трансформаторы тока. Во второй датчики находятся внутри машины. В третьей датчики устанавливаются на корпусе АД и в подшипниковых

узлах. Все они имеют свои диагностические параметры (ДП). ДП можно разделить на обобщенные и локальные. Под обобщенными понимаются такие параметры, которые определяют только количество поврежденных стержней, а локальные – количество и расположение стержней на роторе. Методы и устройства первой подгруппы используют следующие ДП: частоту вращения; скольжение; колебания тока статора, активной мощности, вращающего момента, полного сопротивления двигателя в установленном режиме; колебания пускового тока статора; изменение спектра частот тока статора в установленном режиме. Величина магнитного потока от каждого стержня вдоль периметра ротора и появление высокочастотных электромагнитных колебаний внутри машины являются ДП для методов и устройств второй подгруппы. Элементы третьей подгруппы используют в качестве первичных датчиков вибродатчики, которые реагируют на увеличение вибрации корпуса машины и подшипников, а также индуктивные датчики, устанавливаемые на корпусе АД.

Анализ существующих методов и устройств контроля показал, что ни один из них не может удовлетворить одновременно указанным выше требованиям Единственным локальным ДП состояния стержней ротора является величина магнитного поля от каждого стержня ротора. Крупный недостаток устройств, использующий данный ДП, – это необходимость установки датчика внутри АД. Поэтому создание нового метода контроля состояния обмотки остается актуальной задачей и по сей день.

Библиографический список

1. **Клоков Б.К.**, Уманцев Р.Б. Ремонт обмоток электрических машин высокого напряжения: учеб. пособие для проф. обучения рабочих на производстве. – М.: Высш. шк., 1991.
2. **Ковязин Л.В.** Разработка принципов и устройств высокочастотного контроля электротехнического оборудования электростанций: дис. на соиск. учен. степ. канд. тех. наук. – Иваново, 1993.

*К.О. Кузьмикова, студ.,
рук. А.В. Рассказчиков, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РЕГУЛИРОВАНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗОВЫХ КОМПРЕССОРОВ

Потребление пневматической сети изменяется с течением времени. Например, если в текущий момент времени потребление сети меньше производимого компрессором сжатого газа – давление в сети будет расти. Напротив, если потребление сети больше – падать.

Основной целью регулирования является постоянное уравнивание этих величин. В этой статье мы не будем касаться способов регулирования турбомашин, поскольку для понимания этого необходимо неплохо разбираться в теории газодинамики и энергетических потоков, а вкратце опишем способы регулирования объемных машин.

Итак, потребление сети стало меньше производительности компрессора, газ закачивается в трубы, но не выходит из них – давление начинает расти. Очевидно, что самый простой способ решения этой проблемы, сбросить часть газа в атмосферу. Это и есть самый простой и самый неэкономичный способ регулирования – газ, на сжатие которого была потрачена электроэнергия, «вылетает в трубу».

Помимо этого, не каждый газ можно просто так сбрасывать в атмосферу. В этом случае применяется перепуск на всасывание или байпасирование.

Байпас – это обводной пневмопровод. В нашем случае – это обводная труба вокруг компрессора или, в некоторых компрессорах в обход компрессорного элемента. Если давление в сети начинает расти, то подача газа в сеть перекрывается и открывается байпасный канал – газ ходит по замкнутому кольцу со стороны нагнетания на сторону всасывания. Этот способ более экономичен, чем простой сброс газа в атмосферу. Тем не менее во время байпасирования (в частном случае именуемом «режимом холостого хода») двигатель компрессора продолжает работать, потребляя до 40 % (в зависимости от производителя компрессора) от номинальной мощности.

Еще более простой способ понизить давление в сети – остановка компрессора. Но применение такого способа регулирования затруднено техническими требованиями. Например, для большинства современных промышленных винтовых компрессоров количество пусков/остановов ограничено 10 в час.

Помимо этого, существует способ регулирования производительности компрессора дросселированием на всасывании. Путем уменьшения проходного сечения входящего в компрессор трубопровода, создается разрежение на всасывании в компрессор. Таким образом уменьшается массовая производительность. Такой способ, несмотря на видимую простоту, имеет один существенный недостаток – изменяется термодинамическая кривая, по которой происходит сжатие газа, что снижает КПД компрессора.

Самым эффективным способом регулирования компрессора является регулирование изменением частоты вращения. При этом способе регулирования сжатие происходит без изменения рабочей диаграммы компрессора, что обуславливает работу компрессора с КПД близким к максимальному во всем диапазоне производительности. Производительность регулируется частотой вращения, от которой напрямую зависит частота

подачи сжатого газа из камеры сжатия компрессора в сеть, потребление электроэнергии при этом также изменяется пропорционально количеству произведенного сжатого воздуха. Единственный минус такого способа регулирования – сложность технического исполнения компрессора, которая влечет за собой на 20 – 30 % повышение стоимости машины. Тем не менее, за счет существенной экономии электроэнергии, компрессоры с частотным приводом полностью окупают свою стоимость в срок 1,5 – 2 года.

Установка гидромuft для обеспечения регулирования нагнетателя не нашла применения из-за очень низкого КПД гидромuftы и повышения эксплуатационных расходов, связанных с их обслуживанием и ремонтом.

Исходя из этого делаем вывод о том, что применение регулируемого электропривода обеспечивает энергосбережение и позволяет получать новые качества систем и объектов. значительная экономия электроэнергии обеспечивается за счет регулирования какого-либо технологического параметра.

В данной статье рассматриваются устройства мягкого пуска и частотно-регулируемого привода, разработанные ЗАО «Робитекс», которые нашли применение в регулировании производительности газовых компрессоров.

Библиографический список

1. http://ac-compressors.ru/articles/regulirovanie_kompressorov//
2. **Преобразователи** частоты V 1000: V 1000 Каталог и паспорт.

*О.В. Гарина, студ.,
рук. А.В. Рассказчиков, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

КОРРЕКТИРОВКА ПЕРИОДИЧНОСТИ И ТРУДОЁМКОСТИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И ТЕКУЩЕГО РЕМОНТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ ОАО «ГАЗПРОМ» ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

При организации ремонта электрооборудования не производится изменение их периодичности и объемов трудоёмкости в зависимости от состояния электрооборудования. Для уменьшения расходов на ремонт и увеличения надёжности электрооборудования необходима корректировка периодичности и трудоёмкости текущего обслуживания и текущего ремонта электрооборудования. Это особенно актуально для подстанций (ПС) ОАО «Газпром» напряжением до 35 кВ, характеризующиеся большой территориальной разобщённостью, отсутствием обслуживаю-

щего персонала на большинстве подстанций, отсутствием диагностирующего оборудования для организации системы постоянного мониторинга технического состояния сетевых объектов.

В энергосистемах техническое состояние распределительных сетей напряжением 0,38 – 20 кВ производится с применением коэффициентов дефектности. Рассчитывается суммарный коэффициент дефектности с учётом весовых коэффициентов для каждого оборудования. Весовые коэффициенты отражают влияние технического состояния соответствующих элементов на стоимость ремонтных работ по замене всех дефектных элементов. Методика позволяет ориентировочно определить стоимость ремонтных работ и приоритет вывода оборудования в капитальный ремонт.

Определение приоритета вывода силовых трансформаторов в капитальный ремонт с использованием индексов состояния. Для этого используются количественные и качественные показатели. Качественные показатели определяет лицо принимающее решение (ЛПР). Состояние подсистемы трансформатора определяется с использованием весовых коэффициентов, которые определяются экспертным путём. Затем производится математическая обработка исходной качественной и количественной информации. В данной методике используется сравнение измеренного значения конкретного параметра с его предельно допустимым значением. Предлагаемая методика достаточно трудоёмка, следовательно, нецелесообразно её использование для определения межремонтного периода для ТО и ТР электрооборудования ПС ОАО «Газпром».

Предлагается проводить работу по организации ТО и ТР по техническому состоянию с использованием результатов диагностирования на ПС ОАО «Газпром» в несколько этапов. На первом этапе решение задач по поддержанию основных производственных фондов энергохозяйства ОАО «Газпром» в работоспособном состоянии с уменьшенными затратами на техническое обслуживание и ремонт предлагается за счёт рационального сочетания ППР и ремонта по ТС. При организации ТО и ТР оборудования ПС по техническому состоянию предлагается корректировать периодичность и трудоёмкость производимых работ для уменьшения экономических затрат с использованием поправочных коэффициентов, определяемых по значениям индексов. Данный подход позволяет в условиях эксплуатации без больших материальных и трудовых затрат обеспечить сбор и обработку информации о состоянии оборудования, сроках и объёмах ремонта. Используемые значения коэффициентов могут уточняться в зависимости от типов оборудования, условий эксплуатации и других факторов.

По результатам технического состояния сроки проведения регламентных ТО и ТР и объёмы могут корректироваться в сторону их уменьшения или увеличения с последующей корректировкой плана-графика. При этом выбирается наименьшая рекомендованная периодичность и наибольший объём ТО и ТР. Корректировка периодичности и объёмов работ ТО и ТР производится также по результатам диагностических измерений на работающем оборудовании во время эксплуатации. По результатам диагностики определяются необходимость, сроки проведения и объём проведения работ по ТО или ТР.

Библиографический список

1. **Корректировка** периодичности и трудоемкости технического обслуживания и текущего ремонта электрооборудования подстанции ОАО «Газпром» по результатам диагностирования / А.В. Рассказчиков, А.А. Шутьпин, П.А. Шомов, В.В. Гоголюк.

СЕКЦИЯ 19

ВЫСОКОВОЛЬТНАЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА И ЭЛЕКТРОТЕХНИКА

Председатель – к.т.н., доцент **Воробьев В.Ф.**

Секретарь – ассистент **Шадриков Т.Е.**

*Т.Е. Шадриков, асс.,
рук. А.М. Соколов, д.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ КАБЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ ПОВЫШЕННОЙ ЧАСТОТЫ

Одним из важных направлений развития современной энергетики является разработки в области создания и применения гибких линий электропередач с нетрадиционными параметрами токов и напряжений. Существующие исследования в данной области [1 – 3] отражают ощутимые преимущества использования токов и напряжений повышенной частоты. Применение повышенной частоты рабочего напряжения позволяет значительно улучшить эксплуатационные показатели электропередач. Одно из направления этой темы это применение локальных электрических высоковольтных кабельных сетей повышенной частоты. Такие электропередачи можно использовать для устройств электротепловой обработки (ЭТО) на предприятиях строительной отрасли. Отличительной чертой такого применения является необходимость подвода электроэнергии к значительному числу потребителей (постов), достигающих нескольких десятков.

Рассматриваются два варианта подачи напряжения: подвод рабочего напряжения к каждому рабочему посту 220/380 В промышленной частоты с установкой отдельного преобразователя напряжения на каждом рабочем месте (рис. 1).

Число полупроводниковых преобразователей напряжения, очевидно, равно числу станций ЭТО, что снижает гибкость и надежность технологического процесса.

Второй вариант это подача высоковольтного рабочего повышенной частоты напряжения на каждый пост от единого преобразователя напряжения большой мощности. В последнем случае целесообразно выполнять электропередачу повышенной частоты высоковольтной, с целью получе-

ния компактной электропередачи большой мощности для уменьшения омических потерь при распределении электроэнергетики.

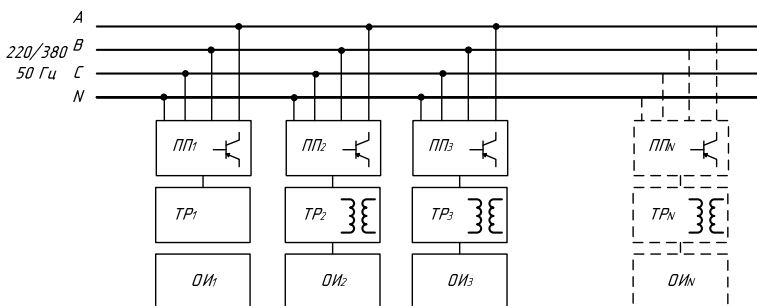


Рис. 1. Вариант распределительной сети, использующей N-преобразователей напряжения на N рабочих местах

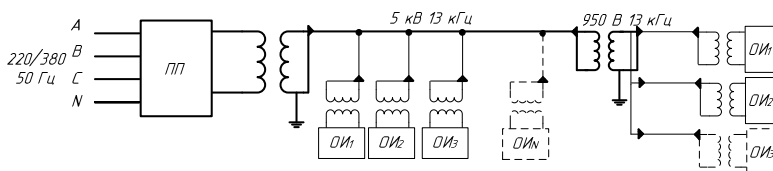


Рис. 2. Вариант распределительной сети повышенной частоты от единого преобразуется большой мощности

В рассматриваемом варианте процесс передачи электроэнергии происходит на высоком напряжении, причем возможно создание конфигурации сети с различными классами напряжения (в зависимости от потребляемой мощности). Процесс понижения напряжения происходит благодаря компактным и эффективным, надежным в исполнении высоковольтным трансформаторам повышенной частоты [3].

Рассматриваемые электропередачи и в первом и во втором случае имеют в составе трансформатор. Необходимость трансформатора обусловлена образованием гальванической развязки между преобразователем и объектом электротепловой обработки. Полная изоляции объекта ЭТО от земли, в некоторых случаях является затруднительной.

Очевидно, что необходимы дальнейшие технико-экономические и экспериментальные исследования в области высоковольтных кабельных электропередач повышенной частоты.

Библиографический список

1. **Принципы** организации современной электроэнергетики / С.В. Федосов, А.В. Гусенков, В.Д. Лебедев [и др.] // Энергетик. – 2014. – № 3. – С. 46 – 49.
2. **Принципы** организации современной электроэнергетики / С.В. Федосов, А.В. Гусенков, В.Д. Лебедев [и др.] // Энергетик. – 2014. – № 4. – С. 15 – 18.
3. **Технико-экономические** показатели силовых трансформаторов высокого напряжения локальных электроэнергетических систем переменного тока повышенной частоты / А.В. Гусенков, В.Д. Лебедев, Т.Е. Шадриков, А.М. Соколов // Энергетик. – 2015. – № 2. – С. 11 – 14.

*А.Д. Бачурина, студ.,
рук. Т.Е. Шадриков, асс.,
А.М. Соколов, д.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

**ИССЛЕДОВАНИЕ КПД ПОЛУПРОВОДНИКОВЫХ
ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ
ДЛЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ С НЕТРАДИЦИОННЫМИ
ПАРАМЕТРАМИ ТОКОВ И НАПРЯЖЕНИЙ**

В настоящее время перспективным направлением развития энергетики являются применение высоковольтных кабельных электропередач с нетрадиционными параметрами токов и напряжений (трапецидальная форма напряжения, повышенная/пониженная частота). Ряд публикаций [1 – 3] отражают существующие наработки в данном направлении. Однако практическому использованию таких электропередач должен предшествовать этап тщательного технико-экономического исследования.

Для правильной технико-экономической оценки высоковольтной электропередачи повышенной частоты требуется оценить эффективность (КПД) основных ее компонентов. Одним из важнейших элементов высоковольтных кабельных электропередач повышенной частоты является полупроводниковый преобразователь напряжения. По конструктивному исполнению преобразователь выполняется с применением транзисторов полевого типа или IGBT. Входное напряжения преобразователя носит постоянный характер, выходное напряжение формируется преобразователем с частотой от 8 до 20 кГц. Применение напряжения с повышенной рабочей частотой увеличивает эксплуатационные характеристики электропередачи повышенной частоты, однако существуют проблемы измерения физических величин. Отсутствие в настоящее время промышленно изготавливаемых и калиброванных приборов для измерения несинусоидальных (нетрадиционных) физических величин (токов и напряжений)

создает препятствия к непосредственному вычислению КПД через отношения мощностей/энергий по классической формуле.

Для измерения КПД полупроводникового преобразователя напряжения была предложена энергетическая методика эксперимента и расчета. Основные положения базируются на расчете затраченной энергии на нагрев теплоносителя в среде с известной теплопроводностью и снятии показаний с приборов, измеряющих токи и напряжения промышленной частоты и в звене постоянного тока. Для проведения измерений собрана схема на рис. 1.

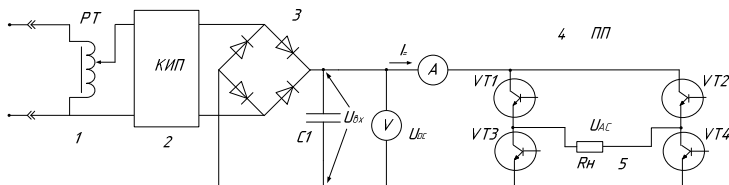


Рис. 1. Схема проведения опыта по экспериментальному определению КПД полупроводникового преобразователя: 1 – лабораторный автотрансформатор (ЛАТР); 2 – блок контрольно-измерительной аппаратуры; 3 – полупроводниковый выпрямитель по мостовой схеме; 4 – полупроводниковый преобразователь напряжения; 5 – нагрузка (электронагреватель)

Мощность, получаемую из сети переменного тока через ЛАТР (1) фиксирует блок КИП (2). В блоке КИП установлены вольтметр, амперметр и ваттметр. Мостовой выпрямитель (3) преобразует переменное напряжение в постоянное. В качестве преобразователя напряжения использовалось 2 типа полупроводниковых преобразователей – на силовых полевых транзисторах FQA11N90C и транзисторы IGBT во втором опыте. В качестве потребителя электроэнергии используется емкость с водой, температура которой изменяется под воздействием электронагревателя. На поверхности емкости размещена теплоизоляция. Итоговый расчет энергий учитывает потери через теплоизоляцию, нагрев емкости теплоносителя и энергию, потребляемую из сети.

Полученные результаты измерения КПД полупроводниковых преобразователей напряжения повышенной частоты по предложенной методике составили порядка 95 %.

Библиографический список

1. **Принципы** организации современной электроэнергетики / С.В. Федосов, А.В. Гусенков, В.Д. Лебедев [и др.] // Энергетик. – 2014. – № 3. – С. 46 – 49.
2. **Принципы** организации современной электроэнергетики / С.В. Федосов, А.В. Гусенков, В.Д. Лебедев [и др.] // Энергетик. – 2014. – № 4. – С. 15 – 18.
3. **Технико-экономические** показатели силовых трансформаторов высокого напряжения локальных электроэнергетических систем повышенной частоты / А.В. Гусенков, В.Д. Лебедев, Т.Е. Шадриков, А.М. Соколов // Энергетик. – 2015. – № 2. – С. 11 – 14.

*А.Ю. Дьячков, студ.,
рук. Т.Е. Шадриков, асс.,
А.М. Соколов, д.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ИССЛЕДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ПО ОБМОТКЕ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПОВЫШЕННОЙ ЧАСТОТЫ

В связи с возникшей в настоящее время возможностью создания и применения высоковольтных кабельных электропередач повышенной частоты становится актуальной разработка одного из важнейших элементов таких электропередач – силовых трансформаторов [1 – 3]. Анализ существующих литературных источников показывает, что в настоящее время практически отсутствуют сведения о распределении напряжения вдоль высоковольтной обмотки силового трансформатора повышенной частоты в различных режимах работы. С целью изучения вопроса выполнены экспериментальные исследования такого распределения на опытном образце силового трансформатора повышенной частоты с мощностью 2,5 кВА.

Методика эксперимента заключалась в следующем: от транзисторного преобразователя напряжение подавалось на первичную обмотку трансформатора и на отпайках вторичной обмотки измерялась амплитуда напряжения. Схема опыта представлена на рис. 1.

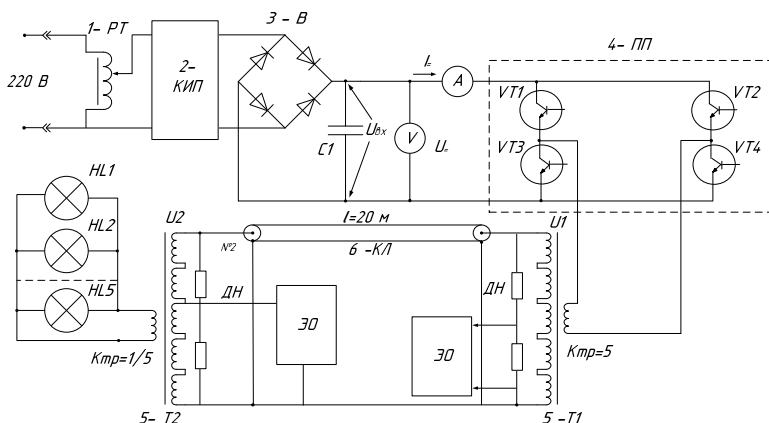


Рис. 1. Схема проведения опыта по определению распределения напряжения по обмотке силового высоковольтного трансформатора повышенной частоты: 1 – регулировочный трансформатор; 2 – контрольно-измерительная аппаратура; 3 – выпрямитель; 4 – преобразователь напряжения; 5 – понижающий/повышающий трансформатор; 6 – кабельная линия

Характерные осциллограммы, полученные в ходе проведения опыта представлены на рис. 2. По этим осциллограммам измерялось максимальное значение напряжения U_m и рабочее напряжение после затухания высокочастотных колебаний U_p (рис. 2).

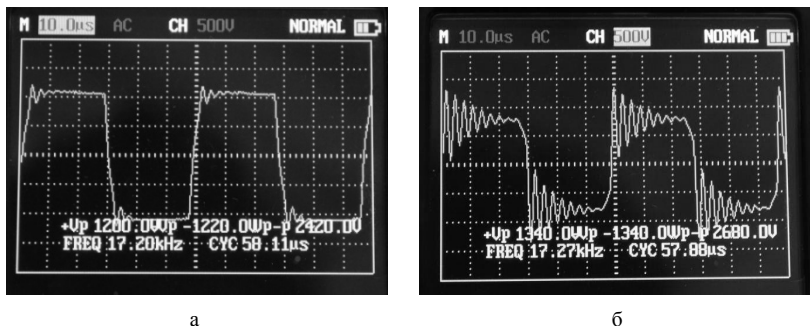


Рис. 2. Осциллограммы напряжения высоковольтной электропередачи а) при работе в нормальном режиме, б) в режиме холостого хода

По результатам измерений были получены зависимости отношения максимальной амплитуды напряжения к рабочему напряжению U_m/U_p на рис. 3.

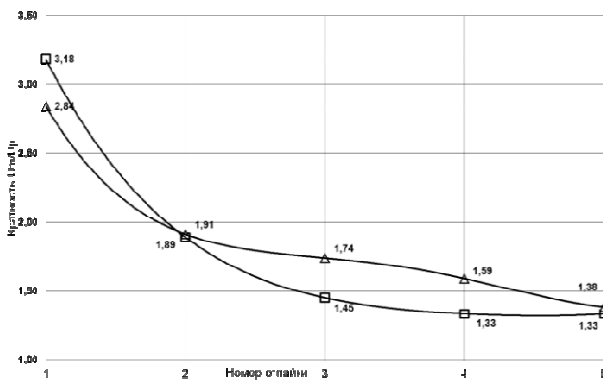


Рис. 3. Зависимость кратности перенапряжений на отпайках трансформатора

По результатам исследований можно сделать вывод о том, что наибольшая кратность наблюдается на первой катушке обмотки трансформатора, считая от заземленного конца. Полученные результаты должны учитываться при проектировании изоляции высоковольтных трансформаторов повышенной частоты. Необходимо продолжать исследования и разрабатывать математическую модель рассмотренных процессов.

*Н.В. Акимова, студ.,
рук. С.Н. Горячкин, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

МЕТОД РАСЧЕТА ГРОЗОУПОРНОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ 110 – 220 кВ С ТРОСАМИ

Надежность работы воздушных линий (ВЛ) электропередачи в значительной степени определяется их грозоупорностью, т. е. способностью ВЛ выдерживать перенапряжения, вызванные молниевыми разрядами, без отключения.

Для оценки грозоупорности ЛЭП используют ряд показателей, среди которых наиболее универсальным является удельное число грозовых отключений линии n_g , рассчитанное на 100 км и 100 грозовых часов в году.

В Руководстве по защите от перенапряжений электрических сетей 6 – 1150 кВ (в дальнейшем называемое как РД) [1] изложен метод расчета удельного числа грозовых отключений ВЛ на металлических и железобетонных опорах, защищенных тросами, учитывающий множество факторов. Реализация данного метода возможна только с помощью применения специализированной компьютерной программы. Вместе с тем, соответствующие службы высоковольтных электрических сетей (особенно эксплуатирующих ВЛ напряжением 110 кВ), как правило, не располагают подобным программным продуктом и нуждаются в упрощенном методе оценки грозоупорности эксплуатируемых ВЛ.

В данной работе представлен метод расчета удельного числа грозовых отключений ВЛ 110 – 220 кВ с тросами на железобетонных или стальных опорах, который легко может быть реализован в среде Mathcad.

В основу предлагаемого метода расчета положена методика, рекомендованная РД, с применением упрощений взятых из методики, описанной в учебнике ТВН [2]. Удельное число отключений ВЛ по причине удара молнии в трос в средней части пролета рассчитывалось по [3].

Выполненные по предлагаемой методике расчеты показателей грозоупорности ВЛ 110 и 220 кВ на разных типах стальных или железобетонных опор дают значения достаточно хорошо сопоставимые со справочными кривыми РД при сопротивлениях заземления опор до 30 Ом, хотя и немного заниженные. Рассчитанные показатели грозоупорности ВЛ 110 кВ на опорах ПБ 110-1 практически полностью совпадают с данными, приведенными в РД при сопротивлениях заземления опор до 50 Ом. Показано, что данная методика может применяться как в учебных целях, так и в инженерной практике для приближенной оценки грозоупорности воздушных линий 110 и 220 кВ с тросами.

В работе исследовано влияние различных факторов на показатели грозоупорности ВЛ с тросами. Полученные зависимости взаимных индуктивностей и индуцированных напряжений от длины фронта расчетного разрядного импульса тока молнии показывают, что нельзя в расчетах показателей грозоупорности воздушных линий применять эти величины постоянными, как это принято в некоторых методиках, например [2].

В методике рекомендуемой РД волновое сопротивление канала молнии учитывается только в расчетном случае прорыва молнии через тросовую защиту и то для ВЛ 500 кВ и выше. Выполненные расчеты для ВЛ 110 и 220 кВ показали, что не учет волнового сопротивления канала молнии приводит к завышенным значениям показателей грозоупорности воздушных линий, защищенных тросами. Особенно это касается расчетного случая – прорыва молнии через тросовую защиту (удар молнии в провод).

Завышение значений показателей грозоупорности увеличивается с ростом номинального напряжения линий и расчетного тока молнии. При расчетных токах молнии больше 100 кА оно может оказаться недопустимо большим. При токах молнии менее 50 кА волновое сопротивление канала молнии в приближенных оценках показателей грозоупорности воздушных линий 110 – 220 кВ может не учитываться.

Библиографический список

1. **Руководство** по защите электрических сетей 6 – 1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений / Под ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-ое изд. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.
2. **Техника** высоких напряжений: учеб. для вузов / И.М. Богатенков, Ю.А. Бочаров, Н.И. Гумерова [и др.]; под ред. Г.С. Кучинского. – СПб.: Энергоатомиздат. СПб отд.-е, 2003. – 608 с.
3. **Руководящие** указания по защите от внутренних и грозовых перенапряжений сетей 3 – 750 кВ // Тр. НИИПТ. – Вып. 21 – 22. – Л.: Энергия, Ленингр. отд., 1975. – 288 с.

*М.В. Акульшина, студ.,
рук. Г.А. Филиппов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

КОНТРОЛЬ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВВОДОВ ПО ЗНАЧЕНИЯМ ТАНГЕНСА ДИЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ

Контроль технического состояния вводов осуществляется при рабочем напряжении, путем измерения характеристик полной проводимости,

а также в отключенном состоянии, измерением электрических характеристик ($R_{из}$, C , $tg\delta$) и характеристик трансформаторного масла ($U_{пр}$, $tg\delta$, $t_{всп}$, концентрация растворенных газов и др.)

При появлении дефектов в изоляции вводов изменяется $tg\delta$, который как правило в эксплуатации увеличивается. В [1] нормированы приросты между последующими и предыдущими измерениями и предельные значения $tg\delta$. В ряде случаев в герметичных вводах происходит уменьшение $tg\delta$, что можно объяснить образованием желтобурого осадка продуктов старения трансформаторного масла на нижней поверхности изоляционного остова и внутренней поверхности нижней фарфоровой рубашке ввода. По динамике уменьшения значения $tg\delta$ можно судить об опасности этого дефекта и в соответствии с чем [2] может быть принято решение о возможности дальнейшей эксплуатации ввода и целесообразности вывода его в ремонт.

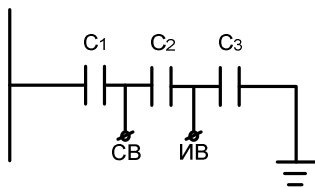


Рис. 1. Упрощенная схема замещения изоляционной конструкции ввода

В соответствии с «Объем и нормы испытания электрооборудования» в эксплуатации контролируется C и $tg\delta$ участков изоляции ввода: C_1 , $tg\delta_1$; C_2 , $tg\delta_2$; C_3 , $tg\delta_3$ (рис. 1).

При уменьшении $tg\delta_1$ основной изоляции герметичного ввода по сравнению с результатами предыдущего измерения больше чем на 0,3 % является показанием для проведения дополнительных испытаний с целью выявления причин снижения $tg\delta$.

В СКБ ЗАО «Мосизолятор» были проведены испытания на модели ввода, в результате которых установлено, что отложение воскообразного осадка связано со старением масла. Для повышения устойчивости к процессу образования осадка применяются масла первой группы стабильности Nitro 11GX и ГК с присадкой AP-1 [3].

В [3] рассмотрена схема замещения высоковольтного ввода. Протекание паразитных токов вызывает появление продуктов старения.

На (рис. 2) представлена упрощенная схема замещения изоляции ввода. В данном случае вместо действительного значения тангенса угла диэлектрических потерь $tg\delta$ будет измерено уменьшенное значение (вплоть до отрицательных значений) $tg\delta_{изм} = tg(\delta' - \delta'')$, что показано на векторной диаграмме (рис. 3).

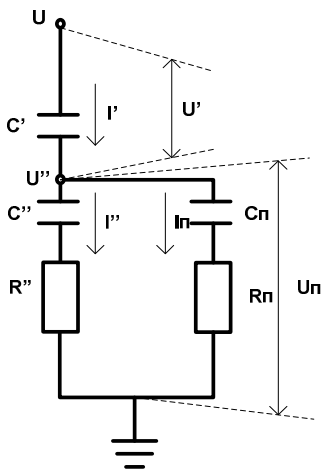


Рис. 2. Упрощенная схема замещения изоляции ввода

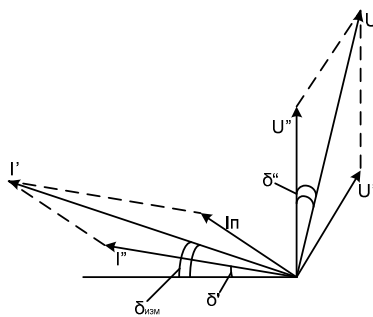


Рис. 3. Векторная диаграмма для погрешности при измерении $tg\delta$

Экспериментальная часть работы проводится на лабораторной установке [4].

Целью экспериментального исследования является изучение влияния удельных проводимостей в слое загрязнения на величину изменения $tg\delta$. Осуществляется загрязнение остова и фарфоровой крышки соевым раствором с концентрацией по удельной проводимости $\gamma_{п} = 3 - 50$ мкСм. Неоднородность загрязнения поверхности изоляции моделируется путем наклеивания на ряд межреберных расстояний полупроводящей бумаги с $\rho_{п} = 150 - 1300$ кОм. По результатам исследования планируется поставить новую лабораторную работу.

Библиографический список

1. **Методы** контроля состояния вводов, проходных изоляторов. Раздел 8 (Сб. метод. пособий по контролю состояния электрооборудования). – М.; ОРГРЭС, 1998.
2. **РД 34.45-51.300-97.** Объемы и нормы испытания электрооборудования. – М., 1998. – 154 с.
3. **Сви П.М.** Контроль изоляции оборудования высокого напряжения. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
4. **Масленников Н.В.** Исследование влияния внешних электрических полей при измерении тангенса угла диэлектрических потерь высоковольтных вводов // Энергия: материалы науч. конф. студентов и аспирантов ИГЭУ. – 2012.

*Р.Н. Балобанов, асп.,
рук. Д.К. Зарипов, к.т.н.
(КГЭУ, г. Казань)*

ИНДИКАТОР ДЕФЕКТА ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ ИЗОЛИРУЮЩЕЙ КОНСТРУКЦИИ

Надежности линий электропередачи и распределительных устройств зависит от эффективности контроля состояния высоковольтных изолирующих конструкций. Одним из перспективных направлений контроля изоляции, развиваемых в последнее время, является создание индикаторов дефекта, устанавливаемых на изолирующую конструкцию. Разработаны различные варианты изолирующих конструкций, состоящих из цельных или составных изоляторов, с дополнительными или встроенными элементами оценки их состояния [1 – 3].

В данной работе приводятся результаты лабораторных исследований оптического индикатора, позволяющего определить состояние электроизоляционной конструкции визуальным методом [4]. Работа прибора основана на индикации изменения распределения напряжения на изоляционной конструкции при возникновении дефекта. В случае какого-либо повреждения или неисправности индикатор загорается, что говорит о том, что изолятор подлежит ревизии.

В высоковольтной лаборатории Казанского государственного энергетического университета проводились эксперименты с использованием жидкокристаллических (ЖКИ), светодиодных и газоразрядных (неоновых) индикаторов. В ходе экспериментальной работы была показана практическая возможность обнаружения дефекта изоляции с помощью данных индикаторов.

Рассмотренные индикаторы являются простыми и достаточно дешевыми устройствами для диагностики состояния изоляции на ранних стадиях ухудшения ее диэлектрических свойств. При этом, однако, слабая яркость свечения индикаторов потребует проведение диагностики при отсутствии помех создаваемых прямым солнечным излучением или другими внешними источниками. Для обнаружения свечения светодиодных индикаторов необходимо выполнение работ ночью с использованием высокочувствительных видеокамер. Повышение яркости свечения индикаторов возможно при использовании их в схеме с электронными усилителями, для питания которых можно использовать, например, энергию электрического поля высоковольтной установки. При разработке промышленных образцов индикаторов также должны быть решены пробле-

мы устойчивости к загрязнениям и неблагоприятным погодным условиям, грозовым и коммутационным перенапряжениям.

Библиографический список

1. **Симановский, И.В.** Индикатор пробоя полимерного изолятора / И.В. Симановский // Электротехника. – 2013. – № 6. – С. 21 – 24.
2. **Пат.** 2392679 Российская Федерация, МПК H01B17/00. Индикатор состояния высоковольтной изоляции / Старцев В.В., Любимов В.А., Соловьев Э.П., Солодков Ю.А.; заявитель и патентообладатель закрытое акционерное общество «Арматурно-изоляторный завод». – № 2009122250/28; заявл. 10.06.09; опубл. 20.06.2010. – 12 с.
3. **Стекланный** изолятор как индикатор внутреннего электрического состояния полимерного изолятора / Ким Ен Дар [и др.] // Энергетика и электрификация. – 2009. – №4. – С. 29 – 33.
4. **Пат.** 2517776 Российская Федерация, МПК G01R31/08. Способ оптической дистанционной диагностики изолирующей конструкции/ Зарипов Д.К.; заявитель и патентообладатель Зарипов Д.К. – № 2012151785/28; заявл. 03.12.2012; опубл. 27.05.2014 – 6 с.

*К.Д. Белозерцева, студ.,
рук. Н.Ф. Петрова, к.т.н., доцент
(НГТУ, г. Новосибирск)*

ТРЕБОВАНИЯ К ЛИНЕЙНЫМ ВЫКЛЮЧАТЕЛЯМ В СЕТЯХ ВЫСШИХ КЛАССОВ НАПРЯЖЕНИЯ

Условия работы выключателей при отключении коротких замыканий в действующих электрических сетях чрезвычайно разнообразны. Они зависят от многих факторов: схемы и параметров сети, места КЗ, режима работы сети и т.д. Неисправная работа выключателя может привести к авариям, повреждению дорогостоящего высоковольтного оборудования, в том числе и самого выключателя.

Задача исследования переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН) на контактах выключателей актуальна при проектировании электрических сетей на этапе выбора высоковольтных выключателей, а также для оценки условий работы уже установленных выключателей при развитии энергосистем с возможным увеличением уровня токов короткого замыкания. Актуальность исследования также связана с отсутствием в большинстве источников доступных аналитических методик расчета ПВН, т.к. процесс восстановления напряжения между контактами выключателя является переходным процессом. Наряду с аналитическими методиками, для получения результатов в работе были использованы прикладные программы расчета электромагнитных переходных процессов.

При проверке выключателей на коммутационную способность проводится сопоставление кривых собственного ПВН, имеющих место при отключении токов короткого замыкания в конкретной точке сети, и нормированных для данного типа выключателя, которые приведены, в частности, в [1].

Расчетные осциллограммы ПВН были получены с использованием приложения Simulink компьютерной системы MATLAB при отключении первого полюса выключателя при трехфазном коротком замыкании (КЗ) для следующих случаев:

1. Отключение КЗ на воздушной линии (ВЛ) непосредственно за выключателем при наличии и отсутствии шунтирующего сопротивления в нём.

2. Отключение КЗ при наличии токоограничивающего реактора (ТОР) на ВЛ.

3. Отключение КЗ при наличии на подстанции высокочастотного заградителя (ВЧЗ) и конденсатора связи (КС).

Для исследования процессов была составлена схема замещения сети с возможностью моделирования приведенных выше расчетных случаев, заимствованная, в частности, из [2]. Составленная расчетная схема позволяет в дальнейшем моделировать различные расчетные случаи и оценивать коммутационную способность выключателей, устанавливаемых в сети любой конфигурации, что имеет несомненную практическую ценность. Компьютерная осциллограмма процессов восстановления напряжения на контактах линейного выключателя для второго расчетного случая приведена на рис. 1.

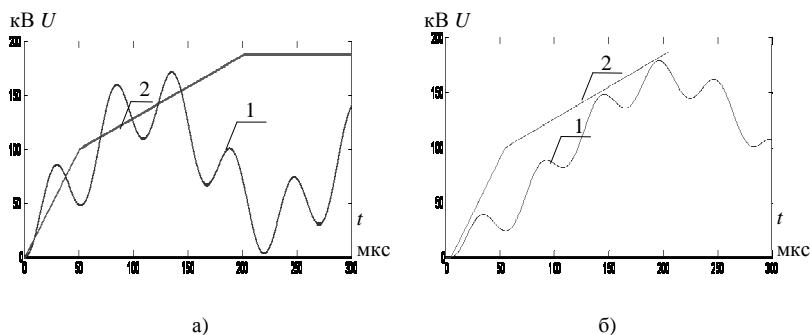


Рис. 1 Расчетные (1) и нормируемые (2) кривые на контактах линейного выключателя: а – без принятия специальных мер по снижению скорости ПВН; б – при принятии мер по снижению скорости ПВН

По результатам исследования были сделаны следующие выводы:

– Скорость восстановления напряжения на контактах линейных выключателей зависит от величины отключаемого тока и от параметров цепи в месте установки выключателя.

– Наличие в цепи ТОР и ВЧЗ снижает ток, проходящий через выключатель, но в то же время приводит к появлению дополнительной высокочастотной составляющей, что может привести к превышению скорости ПВН в начальные моменты времени.

– Снизить скорость восстановления напряжения на контактах выключателя можно путём установки параллельно контактам шунтирующих элементов: ёмкости или резистора, что в свою очередь приводит к усложнению конструкции выключателя.

Библиографический список

1. ГОСТ Р 52565-2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ – М.: Стандартинформ, 2007 – 86 с.

2. **Требования** к восстанавливающимся напряжениям переходных процессов, связанных с применением токоограничивающих реакторов / Д. Шоуп, Дж. Пасерба, Р.Г. Колкласер [и др.] // Международная конференция по переходным процессам энергетических систем, Монреаль, 19 – 23 июня 2005.

*Г.В. Власов, студ.,
рук. Ю.А. Лавров, к.т.н., доцент
(НГТУ, г. Новосибирск)*

О ПОВЫШЕНИИ ГРОЗОУПОРНОСТИ УЛЬТРАКОМПАКТНЫХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ

В настоящее время все больше внимания уделяется внедрению в отечественный электросетевой комплекс так называемых ультракомпактных воздушных линий (УКВЛ) электропередачи напряжением 110 кВ, сооружение которых осуществляется с применением следующих инновационных технических решений: узкобазовых конструкций быстромонтируемых опор из полимерных композитных материалов; изолирующих траверс с нормированной жесткостью их крепления к стойке опоры; самонесущих изолированных проводов типа СИП-7.

Конструктивные параметры композитных опор (КО) определяются, в том числе, и необходимостью обеспечения нормируемой грозоупорности ВЛ. При организации грозозащиты линии необходимо учитывать специфику

УКВЛ – применение изолированных опор (либо комбинации изолированных и заземленных опор) и изолированных проводов типа СИП. Можно выделить следующие три варианта организации грозозащиты УКВЛ.

Вариант № 1 отвечает случаю отсутствия грозозащитного троса и применения на всем анкерном пролете (длиной около 2,0 – 2,5 км) промежуточных композитных опор с использованием их изоляционных свойств (опоры не заземлены) и изолирующей арматуры.

В этом случае предполагается установка линейных защитных аппаратов (ЛЗА) на анкерных стальных опорах, которые должны привести к снижению потенциала импульсной волны в точке грозового поражения изолированного провода для предотвращения межфазного перекрытия и, как следствие, отключения ВЛ при двухфазном коротком замыкании (КЗ).

Предлагаемый вариант организации грозозащиты УКВЛ имеет определенные недостатки. Вместе с тем, вариант применения диэлектрических опор на анкерном участке имеет право на «жизнь», как наименее затратный, поскольку, во-первых, не требует сооружения заземляющего устройства на нескольких композитных опорах на анкерном пролете и, во-вторых, нет грозотроса;

Вариант № 2 отвечает случаю отсутствия грозозащитного троса, но с применением на всем анкерном пролете промежуточных композитных опор с комбинированным использованием их изоляционных свойств (несколько опор заземлены, которые устанавливаются через определенное количество незаземленных опор). Очевидно, что в этом случае не будет одно (двух) – фазных КЗ и, как следствие, грозовых отключений УКВЛ, что дает определенные преимущества по отношению к выше рассмотренному варианту. Но рассматриваемый вариант имеет следующие недостатки: остается грозовое поражение незащищенного изолированного провода; необходимо применять неизолированную арматуру крепления провода к траверсе; увеличивается стоимость определенного количества КО за счет установки на них внутренних заземляющих спусков в стойке опоры и заземляющих устройств.

Вариант №3 отвечает случаю установки на УКВЛ грозотроса и применения на всем анкерном пролете промежуточных композитных опор с использованием их изоляционных свойств (опоры не заземлены). В этом случае уменьшается на два-три порядка вероятность грозового поражения изолированного провода, но установка ЛЗА на тросах анкерных опор не исключает случаи импульсного перекрытия с грозотроса на провод при ударе молнии в середине пролета. Эффективно ЛЗА будут «работать» при ударах молнии в грозотрос на расстоянии трех-четырех

пролетов от анкерных опор, т.е. примерно половина анкерного пролета с точки зрения грозового поражения троса будет опасна для УКВЛ.

Можно также предложить вариант организации грозозащиты УКВЛ напряжением 110 кВ, сочетающий в себе выше отмеченные моменты, например применение грозотроса и ЛЗА на анкерных опорах и части КО в анкерном пролете.

Каждый из предложенных вариантов имеет как определенные преимущества, так и недостатки.

На основе компьютерного моделирования сформулированы технические требования к различным вариантам повышения грозоупорности УКВЛ.

Окончательный вариант организации грозозащиты УКВЛ будет определяться на основе технико-экономического сравнения применения различных мер, приводящих к нормируемому показателю грозового отключения ВЛ напряжением 110 кВ.

*А.А. Глотов, асп.,
рук. Е.В. Иванова, д.т.н., профессор
(НГАВТ, г. Новосибирск)*

ПРИМЕНЕНИЕ ЧИСЛЕННЫХ МЕТОДОВ РАСЧЕТА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБЪЕКТОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Расширяющееся использование микропроцессорной техники для автоматизации технологических процессов, измерений, релейной защиты, имеющей гораздо меньшие уровни рабочих напряжений и токов, а, следовательно, и меньшие пороги чувствительности, обостряют проблему электромагнитной совместимости технологических средств. Ежегодно регистрируются десятки инцидентов, связанных с различными нарушениями в работе устройств управления, защиты и автоматики.

Одним из основных пунктов современного подхода к обеспечению электромагнитной совместимости (ЭМС) на объектах электроэнергетики является измерение напряженностей магнитного и электрического полей. Достоверная информация об электромагнитной обстановке (ЭМО) на объектах высокого и сверхвысокого напряжений крайне необходима при проектировании различных технических сооружений, внедрении новых конструкций, а также электромагнитных экранов.

С развитием электронной вычислительной техники появилась возможность практического использования численных методов расчета электромагнитных полей, описываемых уравнениями в частных произ-

водных, которые позволяют с большой точностью решать те задачи, которые ранее решались аналитически при тех или иных допущениях. Проведение численных расчетов электрических и магнитных полей промышленной частоты позволяет учесть практически все конструктивные особенности технических устройств. Это возможно осуществить с помощью численных методов, реализованных благодаря трехмерному моделированию [1].

Одним из таких численных методов является векторный метод конечных элементов (ВМКЭ), опирающийся на решения фундаментальных уравнений электромагнитного поля Максвелла и ставший за последние четыре десятилетия одним из наиболее активно используемых методов решения краевых задач математической физики. Теоретические основы и анализ результатов его применения при решении конкретных прикладных задач широко освещены в отечественных и зарубежных публикациях [2, 3].

Результаты многочисленных расчетов электромагнитных полей в действующих открытых распределительных устройствах (ОРУ), полученные при помощи численных методов, совпадают с показаниями современных измерительных приборов, что доказывает правомерность использования данных методов.

Библиографический список

1. **Кадомская, К.П.** Электромагнитная совместимость воздушных, подземных и подводных линий электропередачи высокого напряжения с биосферой / К.П. Кадомская, С.А. Кандаков, Ю.А. Лавров, С.С. Шевченко. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2007. – 119 с.

2. **Иванова, Е.В.** Кондуктивные электромагнитные помехи в электроэнергетических системах / Е.В. Иванова; под ред. В.П. Горелова, Н.Н. Лизалека. – Новосибирск: Новосиб. гос. акад. водн. трансп., 2006. – 432 с.

3. **Степанов, И.М.** Методы расчета магнитных полей по трассам воздушных линий высокого напряжения при учете петлевых экранов / И.М. Степанов // Доклады академии наук высшей школы России. – 2008. – № 2 (11). – С. 120 – 127.

*С.А. Занкович, студ.,
рук. Ю.А. Лавров, к.т.н., доцент
(НГТУ, г. Новосибирск)*

ПОДАВЛЕНИЕ ВЫСОКОЧАСТОТНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, ВОЗДЕЙСТВУЮЩИХ НА КАБЕЛИ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

В настоящее время в отечественном электросетевом комплексе все большее применение находят кабели с изоляцией из сшитого полиэтиле-

на (КСПЭ) высокого напряжения (ВН). Наряду с очевидными преимуществами по отношению к маслонаполненным кабелям кабели нового поколения в силу специфики диэлектрической среды (в виде твердого диэлектрика) весьма чувствительны к высокочастотным (ВЧ) перенапряжениям. При неоднократном воздействии, например грозовых перенапряжений, внутри СПЭ могут образовываться электрические триинги, которые способствуют более интенсивной деградации изоляционной системы кабеля. Наличие в схемах с кабельными вставками защитных аппаратов – нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН) позволяет ограничить уровень грозовых перенапряжений, но не позволяют уменьшить крутизны импульсных перенапряжений.

Можно выделить следующие основные схемы применения КСПЭ:

- использование КСПЭ напряжением 110 – 220 кВ в качестве кабельной вставки между ВЛ и КРУЭ (ОРУ) с длиной от сотен метров до единиц километров с последующим электроснабжением потребителей посредством распределительной кабельной сети (РКС) среднего напряжения (СН); эта схема используется в случаях, когда применение ВЛ невозможно по техническим, эстетическим или экологическим соображениям;

- применение КСПЭ 220 и 500 кВ длиной в единицы километров для глубокого ввода мощности в города-мегаполисы с последующим электроснабжением потребителей через РКС ВН и СН;

- применение кабельных вставок в схемах для вывода мощности от силовых трансформаторов, расположенных в теле плотины со стороны нижнего бьефа, на КРУЭ, расположенные на плотине верхнего бьефа ГЭС (например, Бурейской, Волжской, Камской, Богучанской ГЭС); при этом длины КЛ составляют от сотен метров до единиц километров.

Уменьшение крутизны импульсных перенапряжений, воздействующих на КСПЭ, можно осуществить с помощью различных аппаратных мер. Например при подключении в месте сопряжения ВЛ и КСПЭ таких аппаратов как:

- частотозависимого устройства (ЧЗУ), работающего по принципу скин-эффекта;

- реактора (Р) – высокочастотного заградителя, применяемого в каналах высокочастотной связи;

- конденсаторов связи (КС);

- комбинированное применение Р и КС;

- установка на ближайших опорах ВЛ от кабельной ставки линейных защитных аппаратов.

Первые четыре меры за счет реактивности аппаратов позволяют затупить фронт импульсных перенапряжений, а установка на опорах ли-

нейных (подвесных) защитных аппаратов исключает появления срезанных грозовых волн и волн обратных перекрытий в непосредственной близости от кабельной вставки.

На основе компьютерного моделирования был проведен численный анализ эффективности аппаратов по увеличению длины фронта импульсных перенапряжений, воздействующих на изоляционную систему КСПЭ, и сформулированы требования к электрическим параметрам этих аппаратов.

На рис. 1 в качестве примера приведены компьютерные осциллограммы подавления ВЧ перенапряжений на кабельной вставке при использовании ЧЗУ.

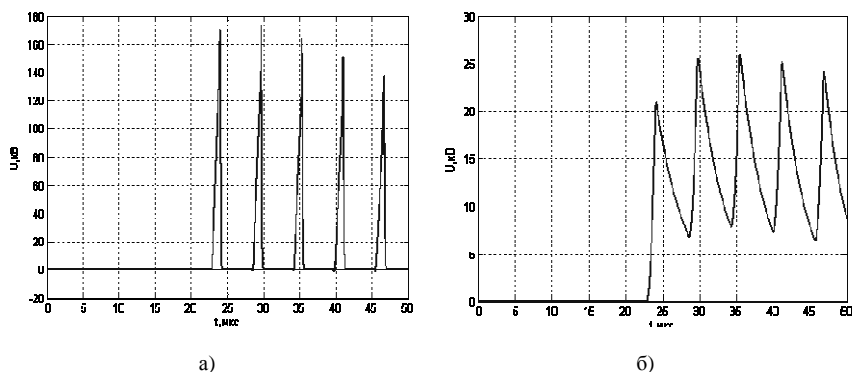


Рис. 1. Компьютерные осциллограммы перенапряжений на кабельной вставке длиной 500 м при набегании с ВЛ 110 кВ срезанной волны напряжения с параметрами $U_b = 1050$ кВ, $\tau_{\phi}/\tau_b = 2,0/0$ мкс при отсутствии аппаратных мер по подавлению ВЧ перенапряжений (а) и при наличии ЧЗУ (б)

*Д.Е. Иванов,
рук. О.А. Баженов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

СТАРЕНИЕ ВАРИСТОРОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОПН

В качестве примера на рис. 1 показана типичная зависимость изменений ВАХ варисторов в области напряжений, близких к наибольшему допустимому напряжению для варистора, от максимального значения, количества и формы воздействовавших импульсов.

Из приведенных на рис. 1 зависимостей видно, что для достижения тех же изменений в вольт-амперной характеристике варистора при уменьшенной вдвое амплитуде прикладываемого импульса тока требуется на порядок увеличить число воздействий.

Отсутствие напряжения промышленной частоты в интервалах между импульсами тока, сокращение интервала времени между приложениями импульсов, их приложение не одиночными воздействиями, а сериями из нескольких импульсов, увеличение длительности или максимального значения импульсов тока приводят к более значительным изменениям в ВАХ варисторов. Изменению подвергается преимущественно резистивная (активная) составляющая тока проводимости, как показано на рис. 2.

При параметрах импульса тока, приведенных на рис. 3, остающееся напряжение на варисторе при воздействии шестого импульса в серии увеличилось на 10 %, но к началу следующей серии остающееся напряжение возвращается к тому же значению, что и при первом им-

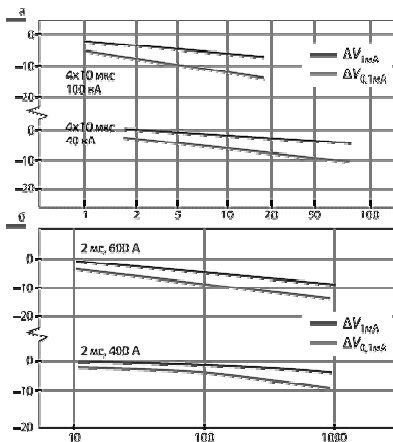


Рис. 1. Влияние числа воздействующих импульсов тока нормированных форм на ВАХ варисторов

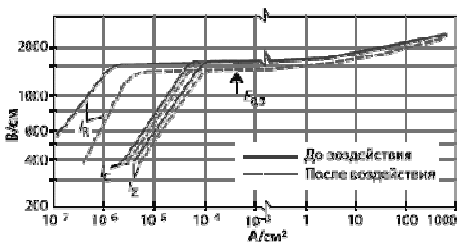


Рис. 2. Изменение ВАХ в следствии импульсного воздействия

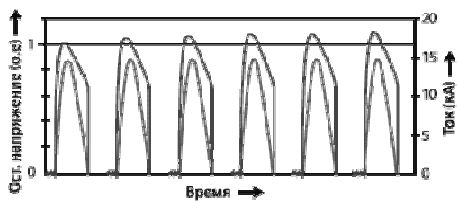


Рис. 3. Изменение остающегося напряжения на варисторе при приложении 6 импульсов тока 8/20 мкс с максимальным значением 15 кА

пульсе первой серии, даже при подогретых или предварительно нагруженных варисторах.

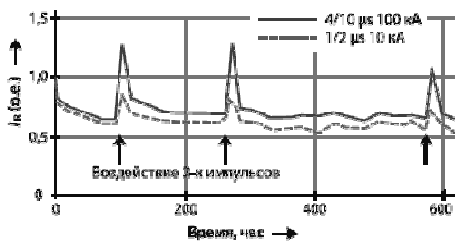


Рис. 4. Изменение резистивной составляющей тока через варистор

ления и ампер-временные характеристики этих импульсов тока, практически не дает сколько-нибудь полезной информации для оценки возможных изменений характеристик ограничителя перенапряжений.

Ценность приведенных зависимостей состоит в том, что такое поведение варисторов типично.

Библиографический список

1. ГОСТ Р 52725-2007. Ограничители перенапряжений нелинейные для электроустановок переменного тока напряжением от 3 до 750 кВ.
2. **Taran K. Gupta.** Application of Zinc Oxide Varistors, Journal of the American Ceramic Society, July 1990. – Vol. 73. – No. 7.
3. МЭК 60099-4. Разрядники для защиты от перенапряжений. Ч. 4. Металлооксидные разрядники без искровых промежутков для защиты от перенапряжений сетей переменного тока.

*Н.А. Иванов, студ., А.А. Казанцев, асп.,
рук. А.А. Воронин, к.т.н., доцент
(СамГТУ, г. Самара)*

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЗАЩИТЫ КОНТАКТНЫХ СИСТЕМ ВАКУУМНЫХ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

В настоящее время в сетях среднего напряжения из всех существующих типов выключателей по параметрам высокой надежности и экологичности, по обслуживанию и эксплуатации, по диапазонам номинальных параметров и экономичности наиболее целесообразным является применение вакуумных выключателей. Наибольший спрос рынка на ва-

куумную коммутационную технику к 2015 году составит 80 % всего рынка коммутационной техники среднего напряжения [1].

Одним из самых сложных и дорогих элементов конструкции вакуумных выключателей является дугогасительная камера, контактные соединения которой подвергаются значительным нагрузкам при отключении сверхтоков. В данной работе для повышения надежности работы вакуумных выключателей и увеличения их жизненного цикла предлагается дополнительно устанавливать перед выключателем особое устройство, которое обладает токоограничивающим эффектом.

На базе СамГТУ ведется разработка токоограничивающего устройства с применением жидкометаллической вставки. Конструкция и принцип действия которого подробно описан в ранее публикуемых статьях [2].

Для подтверждения работоспособности данного устройства была собрана испытательная модель, ее конструкция представлена на рис. 1. Твердые контакты представляют твердометаллические медные шины. В качестве диэлектрика используется керамика общей толщиной 32 мм, в которой просверлен сквозной канал диаметром в 2 мм, заполненный эвтектическим сплавом Ga (67 %) – In (20,5 %) – Sn (12,5 %).

Испытания на коммутационную способность проводились в лаборатории многоамперного оборудования СамГТУ. Устройство продемонстрировало хорошие показатели на отключение токов до 1 кА.



Рис. 1 Испытательная модель токоограничителя

Дальнейшие работы будут связаны с моделированием процессов токоограничителя и испытанием его на токи до 10 кА. А также будет отображена зависимость между размерами канала и техническими параметрами устройства.

Библиографический список

1. Евдокунин Г.А., Тилер Г. Современная вакуумная коммутационная техника для сетей среднего напряжения. – СПб.: Изд-во Сизова М.П., 2000. – 114 с.

2. **Токоограничивающее** устройство с применением жидкометаллической вставки / А.А. Воронин, Н.А. Иванов, А.А. Казанцев // Энергетика глазами молодежи: материалы V междунар. науч.-техн. конф. 10 – 14 ноября 2014 г. Т. 1. – Томск: Томский политехнический университет.

*Д.Е. Иванов, маг.,
рук. Ю.А. Митькин, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ИЗМЕНЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ВНУТРЕННЕЙ ИЗОЛЯЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 35/6 КВ С БОЛЬШИМ СРОКОМ СЛУЖБЫ В ЭКСПЛУАТАЦИИ

В работе представлено изменение пробивных напряжений масла в маслопробойнике для 2 действующих трансформаторов со сроком службы 62 (Т1) и 65 (Т2) лет, технические характеристики которых представлены в табл. 1. По результатам эксплуатационных испытаний (табл. 2) на рис. 1 и 2 представлено изменение пробивных напряжений масла во времени для данных трансформаторов.

Применение в эксплуатации технических мероприятий (смена системы охлаждения трансформатора, капитальный ремонт) и рациональной токовой нагрузки обеспечили работоспособность данных трансформаторов до нашего времени. Эти данные подтверждают, что изоляция трансформаторов при соблюдении технических норм эксплуатации может достигать 62 – 65 лет.

Таблица 1. Параметры рассматриваемых трансформаторов

Тр-р	Год выпуска	Система охлаждения	Номинальная мощность, МВА	Номинальное напряжение, кВ		Номинальная токовая нагрузка, А	
				ВН	НН	ВН	НН
Т1	1952	м	10	36.8	6.6	165	875
Т2	1949	м	7.5	36.8	6.6	117	658

Таблица 2. Изменение пробивного напряжения трансформаторного масла в маслопробойнике

Трансформатор Т1			Трансформатор Т2		
t, год	Упр, кВ	Примечания	t, год	Упр, кВ	Примечания
1952	65	Год выпуска	1949	75	Год выпуска
1957	63	о.п.м ¹	1952	74	о.п.м ¹
1961	78	Смена системы охлаждения с водной на охлаждающие маслом	1957	72	о.п.м ¹
1965	77,3	о.п.м ¹	1961	76	Смена системы охлаждения с водной на охлаждающие маслом

т, год	Упр, кВ	Примечания	т, год	Упр, кВ	Примечания
1969	75	о.п.м. ¹	1964	75	о.п.м. ¹
1973	73	о.п.м. ¹	1968	73	о.п.м. ¹
1977	72,4	о.п.м. ¹	1972	72	о.п.м. ¹
1981	70	о.п.м. ¹	1977	69,5	о.п.м. ¹
1985	67	о.п.м. ¹	1980	67	о.п.м. ¹
1989	66	о.п.м. ¹	1984	66	о.п.м. ¹
1993	61	о.п.м. ¹	1988	63	о.п.м. ¹
1997	56	о.п.м. ¹	1992	62	о.п.м. ¹
2001	54	о.п.м. ¹	1996	63	о.п.м. ¹
2005	60,3	Капитальный ремонт	2001	65	о.п.м. ¹
2006	68	о.п.м. ¹	2005	78,3	Капитальный ремонт
2010	79	о.п.м. ¹	2009	78	о.п.м. ¹
2014	80	о.п.м. ¹	2010	75,6	о.п.м. ¹
		о.п.м. ¹	2013	80	о.п.м. ¹

о.п.м. – отбор проб масла.

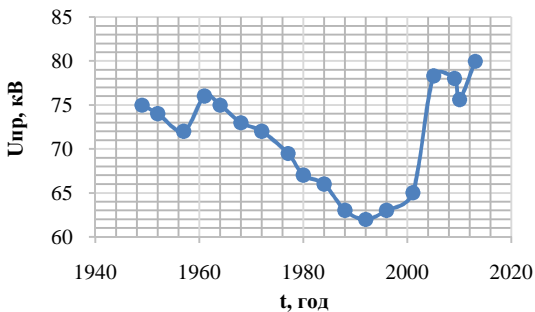


Рис. 1. Упр(t) для T1

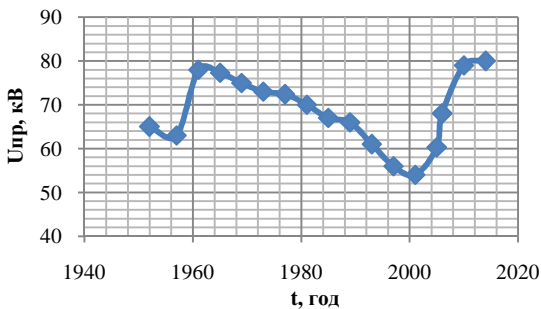


Рис. 2. Упр(t) для T2

*А.А. Лисицын, студ.,
рук. С.С. Шевченко, ст. преподаватель
(НГТУ, г. Новосибирск)*

КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ ЭНЕРГЕТИКЕ

Несимметрия напряжений – неравенство фазных и междуфазных напряжений во всех элементах сети, вызванное несимметрией токов. В высоковольтных сетях несимметрия может возникать, например, от работы тяговых подстанций.

Целью данной работы является исследование качества электрической энергии и создание лабораторного стенда для студентов, позволяющего изучать показатели качества и методы приведения их к норме.

Учебный стенд определяет показатели качества в сети напряжения 220 В. Согласно ГОСТ Р 54149-2010 наивысшей измеряемой гармоникой является 40-я, т.е. 2000 Гц. Таким образом для стенда можно использовать низкоскоростной аналого-цифровой преобразователь, например, как в звуковых платах персональных компьютеров.

Управление измерительным комплексом осуществляется с помощью программного пакета LabVIEW, легко позволяющего работать с цифровыми устройствами. Фрагмент программного кода, позволяющего считывать напряжение сети приведен на рис. 1.

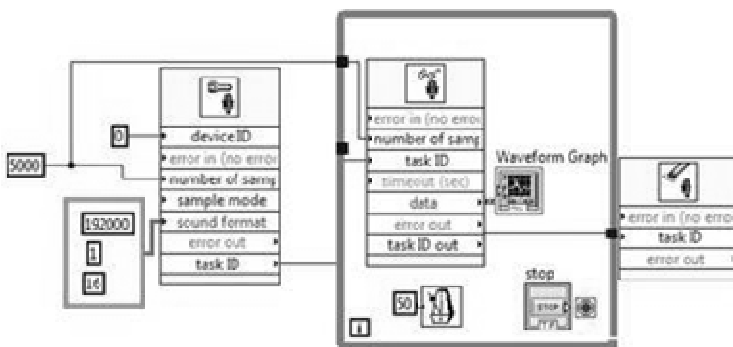


Рис. 1. Пример кода в программе LabVIEW

На стенде также можно опробовать различные методы по улучшению показателей качества электрической энергии. Внешний вид стенда показан на рис. 2.

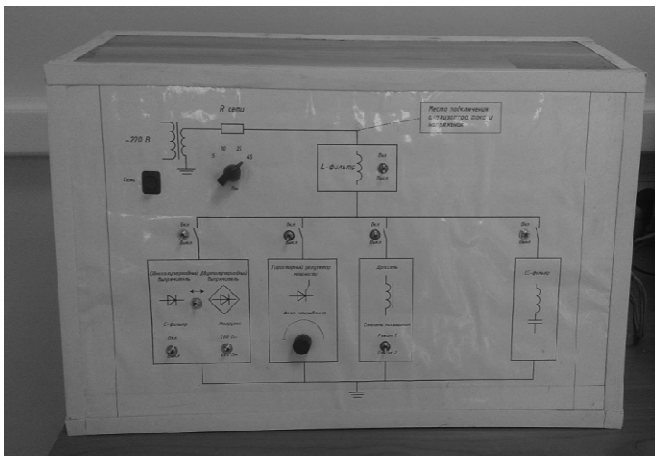


Рис. 2. Лицевая сторона стенда

*А.Д. Малышева, студ.,
рук. С.А. Словесный, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

АНАЛИЗ КОМПОНОВКИ ЭЛЕМЕНТОВ ГЕНЕРАТОРА ИМПУЛЬСНЫХ ТОКОВ ДЛЯ ВЫБОРА РАБОЧЕГО МЕСТА ОПЕРАТОРА

Электротехнический и учебный персонал, обслуживающий и эксплуатирующий действующие электроустановки подвергается воздействию низкочастотных (промышленной частоты) и высокочастотных электромагнитных полей.

При эксплуатации высоковольтных испытательных установок и стендов в пространстве вокруг токоведущих частей возникает сильное электромагнитное поле, влияющее на здоровье людей.

При малых частотах электромагнитное поле можно рассматривать состоящим из двух составляющих (электрической и магнитной), практически не связанных между собой. Электрическое поле возникает при наличии напряжения на токоведущих частях электроустановок, а магнитное – при прохождении тока по этим частям. Поэтому допустимо рассматривать отдельно друг от друга влияние, оказываемое ими на биологические объекты.

Установлено, что многократные повторные облучения даже малой интенсивности могут приводить к стойким функциональным расстрой-ствам. При систематическом облучении наблюдаются стойкие нервно-психические заболевания, изменение кровяного давления и пульса (тахикардия), трофические явления (выпадение волос, ломкость ногтей и т. п.).

Изменения, возникающие в организме под воздействием электромагнитных полей, чаще всего обратимы, тем не менее при эксплуатации силового высоковольтного оборудования, включая испытательные электроустановки, должны быть приняты меры по ограничению влияния электромагнитных излучений на эксплуатационный персонал.

Согласно ГОСТ 12.1.006-84, нормируемыми параметрами в диапазоне частот 60 кГц – 300 МГц являются напряженности E и H электромагнитного поля. На рабочих местах и в местах возможного нахождения персонала, профессионально связанного с воздействием электромагнитного поля, предельно допустимая напряженность этого поля в течение всего рабочего дня не должна превышать нормативных значений.

В том случае, если уровни электромагнитных излучений превышают допустимые, должны быть приняты защитные меры, основными из которых являются: увеличение расстояния между источником направленного действия и рабочим местом, рациональное размещение элементов установок и экранирование источников излучения или рабочих мест (применение отражающих заземленных экранов в виде листа или сетки из металла, обладающего высокой электропроводностью – алюминия, меди, латуни, стали).

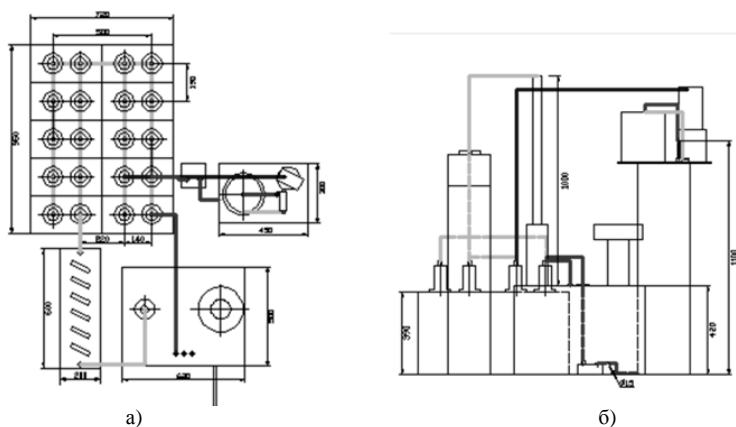


Схема для расчета распределения напряженности поля: а – по периметру установки; б – по высоте

Затраты на защитные мероприятия могут быть значительно снижены при выполнении расчета характера распространения электромагнитного поля установки, выполняемого на этапе её проектирования.

Интенсивность электромагнитного поля в какой-либо точке пространства зависит от мощности генератора и расстояния от него. На характер распределения поля в помещении влияет наличие металлических предметов и конструкций, которые являются проводниками, а также диэлектриков, находящихся в ЭМП. Распределение напряженности электромагнитного поля должно определяться не только по периметру установки, но и в высоту, чтобы убедиться в отсутствии воздействия магнитного поля на персонал находящийся в помещениях, расположенных над установкой.

Расчет характера распределения электромагнитного поля электроустановки позволяет правильно выбрать рабочее место оператора, места установки экранов или, при необходимости, определить допустимую продолжительность рабочего дня для обслуживающего персонала.

*А.Г. Назаров, М.В. Пантелеев, маг.,
рук. Ю.А. Митькин, д.т.н., профессор
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ДВИЖЕНИЕ КОЛЛОИДНЫХ ЧАСТИЦ В ОДНОРОДНОМ ЭЛЕКТРИЧЕСКОМ ПОЛЕ В ТРАНСФОРМАТОРНОМ МАСЛЕ

В процессе эксплуатации маслonaполненного электрооборудования происходит старение трансформаторного масла, сопровождающееся образованием коллоидных частиц. Образующаяся коллоидная суспензия сохраняет устойчивое состояние при размерах частиц в интервале от нескольких единиц до 300 нм. Наибольшая концентрация таких частиц приходится на размеры 10 – 100 нм. Общая массовая концентрация частиц в единице объёма достигает 0,018 г/т.

С течением времени происходит адсорбционная зарядка коллоидных частиц за счёт адсорбции поверхностью частицы ионов примесей, с образованием двойного электрического слоя. При движении частицы в дисперсионной среде часть диффузного слоя под действием сил трения срывается и электронейтральность частицы нарушается. Избыточный заряд коллоидной частицы определяется электрокинетическим потенциалом частицы и её размером.

В процессе эксплуатации коллоидные частицы оседают на поверхности твёрдой изоляции, что способствует возникновению и развитию разряда по её поверхности.

Кроме того, эти частицы препятствуют теплообмену между обмотками трансформатора и маслом, что увеличивает его рабочую температуру, как следствие, снижает допустимую нагрузку на трансформатор и ускоряет процессы окисления в толще изоляции.

В силу этого в эксплуатации важно поддерживать концентрацию коллоидных частиц на требуемом уровне. При этом возникает необходимость в разработке методов и технических средств контроля количества коллоидных частиц в эксплуатационном масле. Решение этих проблем требует проведения предварительных исследований по выявлению закономерностей движения коллоидных частиц в электрическом поле.

Экспериментальные данные ряда исследователей подтверждают, что при напряжённости электрического поля до 100 кВ/см преобладают объёмные силы, действующие на ионы самой жидкости, а также на находящиеся в жидкости частицы примесей.

Электрическая проводимость жидких диэлектриков в сильных полях имеет очень сложный характер в силу наличия многих процессов, которые полностью ещё не изучены. При этом выделяются две группы диэлектриков: технически чистые жидкие диэлектрики и жидкие диэлектрики высшей степени очистки.

В технически чистых жидких диэлектриках количество примесей регламентируется нормативными документами, что позволяет поддерживать их качество при эксплуатации электрооборудования.

Очистка жидкого диэлектрика может быть произведена длительным пропусканием электрического тока. Ионы примесей и заряженные коллоидные частицы с течением времени прохождения тока собираются у электродов и нейтрализуются. При этом существенное влияние оказывают загрязнения жидкости на зависимость тока от времени при постоянном напряжении.

После наложения напряжения ток в жидком диэлектрике начинает спадать со временем. Характер спада тока со временем определяется степенью загрязнения жидкости, причём наблюдается спадание тока со временем и в чистых трансформаторных маслах, однако этот эффект здесь выражен довольно слабо. Многообразии процессов, имеющих место в рассматриваемом случае, свидетельствует о необходимости проведения дальнейших исследований.

В данной работе исследуется движение заряженных коллоидных частиц в однородном внешнем электрическом поле. Рассматривается физическая модель, в которой на частицу действуют в одном направлении

сила тяжести и кулоновская сила. Принимается, что энергия частицы, обусловленная этими силами, преобладает над энергией теплового движения. Форма частиц принимается сферической и она при этом движется поступательно и не вращается.

Метод исследования основан на применении уравнения движения частицы во внешнем электрическом поле с учётом вязкостных сил трения при движении частицы.

В процессе исследования при параметрах частиц: радиус 0,05 мкм, масса $1,57 \cdot 10^{-19}$ кг, заряд $1,6 \cdot 10^{-19}$ Кл и вязкости трансформаторного масла 0,02 Па·с в результате расчетов была найдена критическая напряженность внешнего электрического поля, равная 0,96 В/м, выше которой поле начинает оказывать влияние на движение заряженной коллоидной частицы. При увеличении напряжённости электрического поля более $5 \cdot 10^6$ В/м и возрастании заряда частицы скорость её движения достигает единиц мм/с.

Полученный результат указывает на техническую реализацию фиксации процессов движения коллоидных частиц в трансформаторном масле и выявление на этой основе корреляционной связи тока с концентрацией частиц в масле.

*М.С. Палёха, студ.,
рук. Н.Ф. Петрова, к.т.н., доцент
(НГТУ, г. Новосибирск)*

ЗАЩИТА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ ОТ ВЫСОКОЧАСТОТНЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Перенапряжения, возникающие при коммутациях разъединителями на подстанциях высокого напряжения, имеют в своем спектре частоты порядка мегагерц и более. Высокочастотные (ВЧ) перенапряжения негативно влияют на изоляцию электрооборудования, в частности, кабелей из сшитого полиэтилена, витковую изоляцию трансформаторов, реакторов в силу своей высокой частоты и амплитуды, являясь одновременно источником опасных влияний на вторичные цепи высоковольтных станций и подстанций. Наблюдаются отказы двигателей собственных нужд, повреждения трансформаторов напряжения, сбои в работе высокочастотных защит, сопровождаемые ложными отключениями линий электропередач, нарушения в работе систем возбуждения генераторов и т.д. Традиционные средства защиты от перенапряжений малоэффективны в связи с резким подъемом их вольт-секундных характеристик при малых предразрядных временах [1]. Исследование данной проблемы требует прове-

дения анализа электромагнитных переходных процессов с использованием как аналитических методов математического моделирования, так и специализированных приложений. Актуальность исследования обусловлена практическим применением результатов работы на реальных объектах высоковольтной электроэнергетики.

В частности, озвученная проблема возникла на одной из подстанции напряжением 110 кВ. При коммутации разъединителем ремонтной перемычки (РРП) холостой секции шин 110 кВ были зафиксированы перенапряжения во вторичных цепях трансформатора напряжения. Однако, при аналогичной коммутации включения линейного разъединителя (ЛР) процесс перенапряжений не наблюдался.

Любую подстанцию можно представить, как систему колебательных контуров. В рассматриваемых случаях при осуществлении коммутации ЛР схему подстанции можно отнести к так называемому четвертьволновому контуру, а коммутацию РРП – к полуволновому. Характер переходных процессов в четвертьволновом контуре зависит от вида и величины сопротивления источника, т.к. амплитуда ВЧ перенапряжений уменьшается за счёт затухания на этом сопротивлении (рис. 1, а). В полуволновом контуре сопротивление источника на затухание высокочастотных перенапряжений влияния не оказывает. Высокочастотные перенапряжения в этом контуре могут затухать только под действием активных потерь в элементах ошиновки (рис. 1, б).

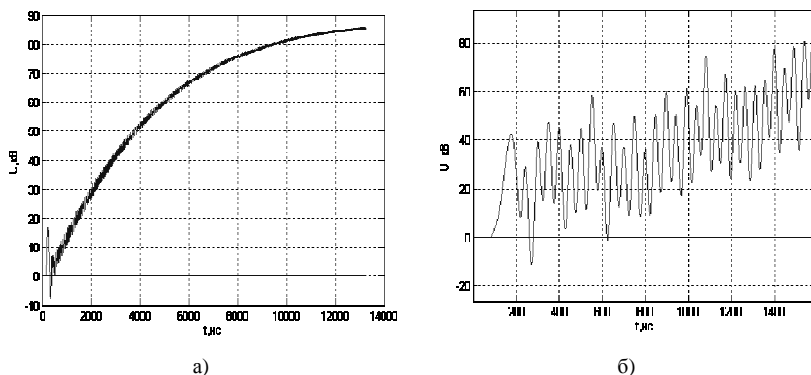


Рис. 1. Осциллограммы перенапряжений в точке подключения ТН при коммутациях включения ЛР (а) и РРП (б)

Необходимо заметить, что в процессе оперативных переключений на подстанции могут образовываться различные контура, которые нельзя свести к рассмотренным выше простейшим типам. В связи с этим, в кри-

вой перенапряжений возможно присутствие многочисленных составляющих с различными амплитудами и частотами, накладывающихся друг на друга в течение переходного процесса.

Существующие мероприятия по ограничению ВЧ перенапряжений можно разделить на мероприятия, выполняемые на стадии проектирования, а также организационные и технические мероприятия на действующих подстанциях. На стадии проектирования необходимо предусмотреть такой алгоритм переключений, при котором будут отсутствовать высокочастотные перенапряжения. К техническим и организационным мероприятиям можно отнести следующие:

-регулировка приводов ножей разъединителя на синхронность движения контактов и минимальное использование разъединителей с ручным приводом;

-исключение возможности срабатывания защитных аппаратов во время коммутаций разъединителями.

Библиографический список

1. Данилин А.Н., Ефимов Б.В., Колобов В.В. Ограничение перенапряжений на подстанциях при коммутациях разъединителями. – Апатиты: Изд-во Кольского научного центра РАН, 2007. – 135 с.

*Н.М. Сороковик, студ.,
рук. С.С. Шевченко, ст. преподаватель
(НГТУ, г. Новосибирск)*

РАЗРАБОТКА ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЧАСТОТНО-ЗАВИСИМОГО УСТРОЙСТВА

Объектом исследования работы является частотно-зависимое устройство (ЧЗУ) предназначенное для защиты в электрических сетях промышленной частоты с классом напряжения 110 кВ. Три таких устройства установлены в настоящее время в Ноябрьских электрических сетях (рис. 1). Цель работы – показать эффективность работы ЧЗУ в борьбе с набегающими на подстанцию волнами грозовых импульсов. Для проведения наблюдений за работой ЧЗУ необходим измерительный комплекс на базе персонального компьютера и аналого-цифрового преобразователя L-Card E20-10. Который будет проводить непрерывный мониторинг напряжения до и после ЧЗУ. Подключение комплекса к высоковольтной воздушной линии планируется осуществить следующим способом. Как известно каждый тарельчатый изолятор обладает собственной емкостью,

что позволяет использовать гирлянду изоляторов как емкостной делитель напряжения. Чтобы получить необходимый коэффициент деления в гирлянду будет установлен дополнительный изолятор с подключенным к нему параллельно конденсатором, с выводов которого будет осуществляться съем напряжения. Кроме того такая конструкция не нарушит электрической прочности гирлянды. При превышении измеряемым напряжением определенного уровня, программа будет сохранять осциллограмму на диск. Комплекс планируется установить на период грозового сезона 2015 года.

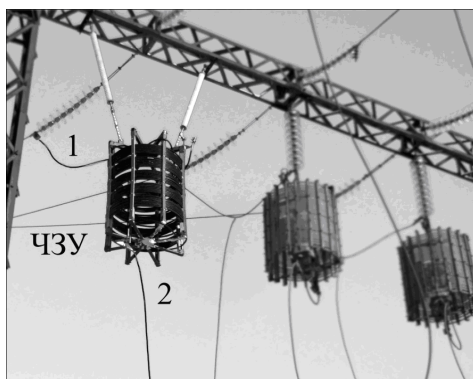


Рис. 1. Частотно-зависимое устройство, установленное на портале: 1 – подходящая линия; 2 – линия после ЧЗУ

*А.С. Страхов, Ж.И. Абонга, студенты,
рук. О.А. Баженов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ВЛИЯНИЕ ТРЕТЬЕЙ ГАРМОНИКИ ПИТАЮЩЕГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ОПРЕДЕЛЕНИЕ АКТИВНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ ТОКА ЧЕРЕЗ ОПН

В настоящее время ОПН получают всё большее распространение в электроэнергетике. Основная задача ОПН – обеспечение безаварийной работы энергосистемы и отдельных её элементов. Поэтому для обеспечения безаварийной работы системы необходимо обеспечивать надёжную работу самого ОПН, что достигается разработкой новых и усовершенствованием уже существующих способов их диагностики.

В [1] был представлен способ выделения активной составляющей тока через ОПН путём компенсации ёмкостной составляющей тока с применением мостовой схемы компенсации. Для исследования работы схемы предлагалось использовать математическую модель, разработанную в программном комплексе Matlab/Simulink. В ходе текущей работы было исследовано влияние формы сигнала через ОПН при влиянии на него третьей гармоники различной амплитуды. Проводился анализ гармонического состава 3 сигналов: сигнала сумматора; питающего напряжения и сигнала с резистора мостовой схемы.

Сначала расчёт проводился для синусоидального питающего напряжения. Результат ведётся при скомпенсированной ёмкостной составляющей тока через ОПН. Результаты представлены в табл. 1 и на рис. 2. Аналогично были проведены расчёты и для несинусоидального сигнала с амплитудой третьей гармоники 400 и 800 В. Результаты представлены в табл. 2 и 3 и на рис. 3 и 4.

Таблица 1. Результаты расчёта для синусоидального напряжения

Анализируемый сигнал	Ампл. 1 гарм., %	Фаза 1 гарм.	Ампл. 3 гарм., %	Фаза 3 гарм.	Ампл. 5 гарм., %	Фаза 5 гарм.
№ 1 – сумматор	100	0	63.63	180	24.47	0
№ 2 – питающее напряжение	100	0	0	0	0	0
№ 3 – резистор	100	86.8	3.57	180	1.38	-0.1

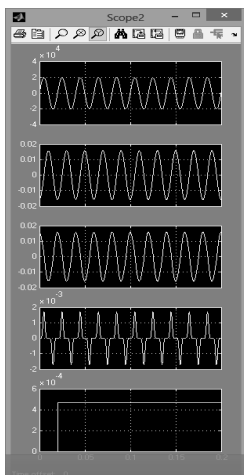


Рис. 2. Результаты расчёта для синусоидального напряжения

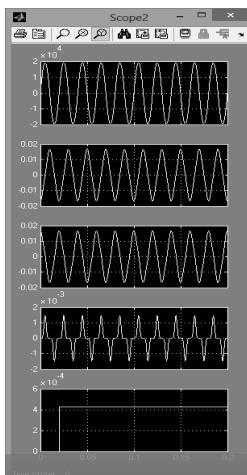


Рис. 3. Результаты расчёта для несинусоидального напряжения с амплитудой 3 гармоники 400 В

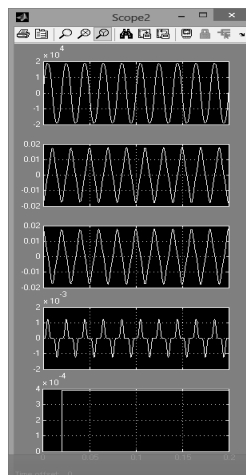


Рис. 4. Результаты расчёта для несинусоидального напряжения с амплитудой 3 гармоники 800 В

Таблица 2. Результаты расчёта для несинусоидального напряжения с амплитудой 3 гармоники 400 В

Анализируемый сигнал	Ампл. 1 гарм., %	Фаза 1 гарм.	Ампл. 3 гарм., %	Фаза 3 гарм.	Ампл. 5 гарм., %	Фаза 5 гарм.
№ 1 – сумматор	100	0	60.13	180	19.69	0.1
№ 2 – питающее напряжение	100	0	2	0.1	0	0
№ 3 – резистор	100	87.1	6.73	117	1	0.1

Таблица 3. Результаты расчёта для несинусоидального напряжения с амплитудой 3 гармоники 800 В

Анализируемый сигнал	Ампл. 1 гарм., %	Фаза 1 гарм.	Ампл. 3 гарм., %	Фаза 3 гарм.	Ампл. 5 гарм., %	Фаза 5 гарм.
№ 1 – сумматор	100	0	56.04	179.9	14.43	-0.2
№ 2 – питающее напряжение	100	0	4.02	-0.1	0	0
№ 3 – резистор	100	87.3	12.28	102	0.67	0.2

Отметим, что в случае синусоидального сигнала амплитуда выходного напряжения после сумматора получается равной 0.0018 В. При этом с увеличением составляющей третьей гармоники происходит уменьшение амплитуды выходного напряжения после сумматора (0.0015 для 400 В и 0.0012 для 800 В). Это связано с уменьшением влияния высших гармоник на сигнал после сумматора. Таким образом, несинусоидальность питающего напряжения оказывает существенное влияние на гармонический состав сигнала на ОПН.

Библиографический список

1. Мухин, С.О. К вопросу о диагностике нелинейного резистора ОПН / С.О. Мухин // Энергия 2014: мат-лы региональной междунар. науч.-техн. конф. студентов и аспирантов. Т. 3. Ч. 2. – Иваново, 2014. – С. 192 – 196.

*Н.А. Швец, студ.,
рук. С.С. Шевченко, ст. преподаватель
(НГТУ, г. Новосибирск)*

РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО И МАГНИТНОГО ПОЛЕЙ КОМПАКТНОЙ ВЛЭП

На сегодняшний день в мире ведутся исследования и расчеты по улучшению характеристик воздушных линий, работающих на высоком и сверхвысоком напряжениях: ВЛ повышенной пропускной способности новых типов – компактные одноцепные, двухцепные и многоцепные.

Для создания таких линий фирмой Феникс-88 разработана композитная опора 110 кВ. В качестве фазных проводов планируется применение

ние СИП-7. Одной из задач, возникших при проектировании опоры, стал расчет электромагнитного поля.

Определение интенсивности поля необходимо было провести в двух случаях. Во-первых, непосредственно под воздушной линией для оценки влияния на смежные коммуникации и биосферу. Во-вторых, вплотную у фазных проводов для обеспечения выполнения работ под напряжением.

Расчет проводился в программном пакете Elcut. Для сравнения были выбраны линии, выполненные на опорах П110-5 и ПБ110-5. Результаты, представленные на рис. 1, 2, показали, что напряженность электрического поля для компактной линии на композитных опорах ниже, чем на аналогичных линиях, выполненных на традиционных опорах. А уровень электрического поля вблизи фазных проводов позволяет проводить работы под напряжением. Аналогичные выводы можно сделать и для магнитного поля.

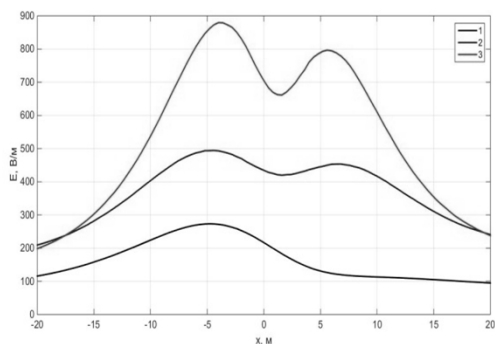


Рис. 1. Распределение напряженности электрического поля под одноцепной линией для: 1 – компактной ВЛ с проводом СИП-7; 2 – ВЛ на опорах П110-5; 3 – ВЛ на опорах ПБ110-5

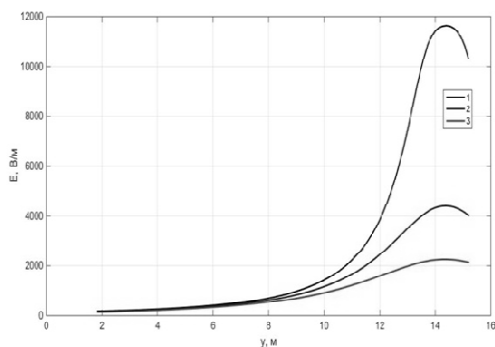


Рис. 2. Распределение напряженности электрического поля одноцепной ВЛ в вертикальном направлении: 1 – на расстоянии 1 м от ВЛ; 2 – на расстоянии 2 м от ВЛ; 3 – на расстоянии 3 м от ВЛ

*А.Ю. Шуркина, студ.,
рук. О.С. Мельникова, ассистент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ИЗМЕНЕНИЕ СТАТИСТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРОБИВНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ИСПЫТАНИЙ

Для оценки изменения статистических характеристик пробивных напряжений образцов трансформаторного масла были выполнены расчеты и сопоставительный анализ полученных результатов по традиционным методикам ГОСТ 6581-75 (Россия) и ASTM D1816-67 (США), а также по методике определения статистических характеристик пробивного напряжения образцов масла, определяемые с применением распределения Гнеденко-Вейбула.

По американскому стандарту ASTM D1816-67 в качестве оценки результатов испытаний масла применяется критерий статистического постоянства, т.е. выполнение условия: $3(U_{\text{пр, макс}} - U_{\text{пр, мин}}) < U_{\text{пр, мин}}$.

Российский стандарт предусматривает определение среднего арифметического значения пробивного напряжения, среднеквадратического отклонения среднего значения пробивного напряжения и его коэффициента вариации.

В качестве анализа были использованы данные эксплуатационных испытаний в стандартном маслопробойнике для трансформаторов напряжения ЗНОМ-110 и выключателя МКП-110-3.5М. Массив экспериментальных результатов составил 40 образцов масла.

По методу определения статистических характеристик электрической прочности образцов масла с применением распределения Гнеденко-Вейбула в качестве одной из основных рациональных статистических характеристик пробивного напряжения масла применяется отношение U_0/U_n . При этом должно выполняться условие: $U_0/U_n \leq (U_0/U_n)_{\text{предельное}}$. Здесь U_n – нижний предел пробивного напряжения, U_0 – значение напряжения, при котором $F(U_0) = 1 - e^{-1}$.

С целью проведения сопоставления критериев оценки результатов испытаний масла рассматриваемых методик полученные данные были приведены к значению коэффициента вариации ($V_{<U_{\text{пр}}>}$). В результате выполненного анализа по американскому стандарту ASTM D1816-67 (1971) предельное значение коэффициента вариации $V_{<U_{\text{пр}}>}$ было установлено в 6 %.

По экспериментальным данным были определены: максимальное и минимальное значения пробивных напряжений; средние значения пробивных напряжений; среднее квадратическое отклонение среднего значения пробивных напряжений; коэффициенты вариации, значение коэффициента α , отношение параметров U_0/U_n .

На основе полученных данных были определены функции распределения коэффициентов вариации $V_{<U_{пр}>}$, значение коэффициента α , отношение параметров U_0/U_n .

В результате исследований отмечается, что в эксплуатации наиболее вероятные значения коэффициента вариации $V_{<U_{пр}>}$ (вероятность наблюдения 30%) находятся в диапазоне (2,681 – 3,780) %. Наибольшие значения $V_{<U_{пр}>}$ наблюдаются в диапазоне (11,477–12,576) % с вероятностью 5%.

В соответствии с ГОСТ 6581-75 (Россия) предельное значение коэффициента вариации $V_{<U_{пр}>}$ установлено в 20%, то есть можно сделать вывод о том, что требования к качеству трансформаторного масла по американскому стандарту ASTM D1816-67 более жёсткие по сравнению с ГОСТ 6581-75 (Россия).

Было исследовано изменение отношения $U_{пр,max}/U_{пр,min}$ в зависимости от качества масла. Это отношение по американскому стандарту ASTM D1816-67 (1971) применяется для оценки статистических характеристик трансформаторного масла в эксплуатации. По результатам выполненного анализа установлена корреляционная связь отношения $U_{пр,max}/U_{пр,min}$ и коэффициента вариации $V_{<U_{пр}>}$.

Было получено, что в эксплуатации значения отношения U_0/U_n наблюдаются с вероятностью более 20 % в диапазоне 1,461 – 1,584. При этом наибольшие значения этого параметра (вероятность наблюдения 20 %) также находятся в этом диапазоне.

Из расчетов следует, что в эксплуатации максимальные значения коэффициента α наблюдаются с вероятностью 40 % в диапазоне 3,676 – 3,97.

Полученный расчет показал, что имеет место общий порядок проведения испытаний в рассматриваемых методиках, но также выявил различия в оценке критериев статистической устойчивости контролируемых параметров.

В результате для повышения эксплуатационной надёжности маслонаполненного оборудования целесообразно рассмотреть вопрос об уточнении нормативных статистических параметров, характеризующих распределение пробивных напряжений эксплуатационных трансформаторных масел в маслопробойнике.

*А.Ю. Шуркина, студ.,
рук. Г.А. Филиппов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

МЕТОДЫ НЕПРЕРЫВНОГО КОНТРОЛЯ ВЫСОКОВОЛЬТНОЙ ИЗОЛЯЦИИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В условиях высокого износа фондов и ограниченного объема финансирования основными задачами электроэнергетических компаний является повышение эффективности и надежности функционирования.

Актуальным на сегодняшний день большинству электроэнергетических компаний является переходить от технического обслуживания электротехнического оборудования по времени (система ППР) [1] к техническому обслуживанию, основанному на показателях надежности. В связи с чем предполагается создать единую базу данных о состоянии трансформаторного оборудования предприятия и по изменению входящих в нее параметров планировать вывод оборудования в ремонт.

Техническое состояние силовых трансформаторов в значительной степени определяется состоянием изоляционной системы. Для выявления дефектов на ранней стадии развития достаточно контролировать хотя бы три параметра: растворенные в масле газы, характеристики частичных разрядов и пробивное напряжение трансформаторного масла, которое в значительной степени зависит от влажности масла и механических примесей [2].

Авторами [3] разработаны датчики контроля этих характеристик, которые находят широкое применение в системах непрерывного контроля высоковольтной изоляции трансформаторов.



Рис. 1. Внешний вид бака СКИТ

В статье дается описание датчика растворенных в масле газов, датчика изоляции и датчика контроля механических примесей. Эти датчики были объединены в один конструктивный узел, подключаемый к трансформатору системой труб, по которой циркулирует масло. Данный узел получил название блока встроенных датчиков или сокращенно «БВД», который встраивался в систему непрерывного контроля состояния трансформаторов – СКИТ.

Измерение концентрации газов в масле основываются на принципе равновесного газосодержания в системе масло-газ, разделенной полупроницаемой маслостойкой мембраной. Газы, проникая через мембрану, созда-

ют в газовой полости газовую смесь, равновесную с содержанием газа в масле. Измерив концентрацию газа в газовой полости и зная соотношение равновесия можно рассчитать концентрацию растворенных в масле газов.

Измерение влажности твердой изоляции основывается на принципе равенства относительной влажности компонентов системы. Влажность внесенного материала определяется по величине его диэлектрической проницаемости. Датчик влажности представляет собой конденсатор с картонной изоляцией, емкость которого зависит от влажности картона.

Измерение концентрации механических примесей производится световым методом. При попадании в световой поток частицы механической примеси часть света поглощается, а часть рассеивается. Световой поток на фототранзистор уменьшается, что приводит к снижению тока фототранзистора. Результаты контроля величины изменений тока при прокачке объема масла служат хорошим индикатором объемной концентрации механических примесей.

Описанные датчики проходят опытно-промышленные испытания на Сургутской ГРЭС-2, п/ст «Киндери» г. Казань, п/ст Районная 110/6 кВ г. Великий Новгород и п/ст «Соломбальская» г. Архангельск. В результате проведенной работы по анализу параметров на примере можно сделать вывод об успешной апробации разработанных датчиков и об эффективности их применения в составе мониторинговых комплексов.

Библиографический список

1. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. – М.: НЦ ЭНАС, 2004.
2. **Электрофизические** характеристики изоляции трансформаторов / О.А. Баженов, Ю.А. Митькин, В.В. Пучковский [и др.] / Повышение надежности энергосистем: сб. – Иваново, 1979. – С. 136 – 149.
3. **Методы** непрерывного контроля высоковольтной изоляции силовых трансформаторов / А.Е. Монастырский, П.Г. Пуликов // Электрическая изоляция-2010: сб. науч. тр. пятой Междунар. науч.-техн. конф. – СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – С. 23 – 32.

*Н.А. Фоменко, Н.В. Сялов, студенты,
рук. С.А. Словесный, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ПОВЫШЕНИЕ ПОМЕХОУСТОЙЧИВОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО МЕТОДА РЕГИСТРАЦИИ ЧР В ИЗОЛЯЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Из множества методов испытания изоляции одним из самых информативных является электрический метод регистрации частичных разря-

дов. Частичные разряды (ЧР) – это искровые разряды в изоляции высоковольтного оборудования, которые периодически повторяясь и постепенно разрушая изоляцию, приводят к ее пробое. Своевременное выявление ЧР и анализ динамики их развития позволяют предотвращать внезапные отказы оборудования.

В схемах, реализующих электрический метод регистрации ЧР, используются электрические датчики (измерительные элементы), по которым в схеме измерения проходят токи перезаряда емкостей, вызываемые частичными разрядами. При этом в контуре, образованном объектом контроля C_x , включаемым последовательно с ним измерительным элементом $R_{изм.х}$ и емкостью соединительного конденсатора C_0 , проходит импульсный ток, пропорциональный кажущемуся заряду ЧР.

Рассматриваемая схема регистрации ЧР используется при приемодаточных испытаниях оборудования, а применению ее в условиях действующего энергообъекта препятствуют низкие помехоустойчивость и помехозащищенность. Устранение указанного недостатка возможно путем преобразования рассмотренной схемы в мостовую, при этом в схему регистрации вводится второй измерительный элемент R_0 , включаемый последовательно с соединительным конденсатором.

В мостовой схеме регистрации ЧР токи помех уходят в землю через измерительные элементы, включаемые последовательно с объектом контроля и соединительным конденсатором, формируя на них синфазные импульсы напряжения. При этом токи ЧР создают на измерительных элементах противофазные импульсные сигналы, что позволяет визуально выделять импульсы напряжений от токов ЧР на фоне импульсных помех. Для повышения эффективности регистрации импульсов ЧР необходимо уравнивать пиковые значения импульсов напряжений, создаваемых токами помех на входах измерительного устройства, тогда влияние помех будет сведено к минимуму. Уравнивание импульсных напряжений помех достигается изменением величины сопротивлений измерительных элементов, при этом следует учитывать частичное шунтирование измерительных элементов емкостью подключаемых к ним измерительных кабелей.

Для уменьшения эффекта шунтирования измерительных элементов емкостью кабелей, соединяющих мостовую часть схемы с измерительным устройством, их следует подключать к измерительным элементам через дополнительные согласующие резисторы $R_{хс}$ и $R_{0с}$.

Настройка мостовой схемы регистрации ЧР осуществляется каждый раз при изменении параметров объекта контроля (емкости и сопротивления). При этом подбираются как значения сопротивлений измерительных элементов R_0 и R_x , так и значения сопротивлений согласующих резисторов $R_{хс}$ и $R_{0с}$. Подбор соответствующих значений указанных элементов

путем их последовательной замены занимает много времени и не всегда позволяет получать оптимальный результат. Ускорение и облегчение процедуры настройки мостовой схемы достигается выполнением предварительного расчета значений регулируемых элементов для заданной емкости объекта контроля.

Для оценки эффективности предлагаемого метода настройки мостовой схемы и определения его достоверности выполнен расчет измерительных и согласующих элементов схемы, используемой при регистрации ЧР в высоковольтном опорном изоляторе ИОР-10. Расчетная и экспериментальная кривые напряжения импульсных помех на входе регистрирующего устройства изображены соответственно на рис. 1 и 2. Расхождение полученных в ходе опыта кривых напряжения меньше 10 %, что свидетельствует о достоверности и высокой точности предварительного расчета.

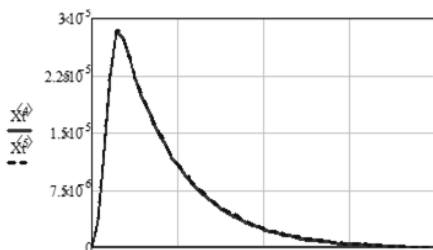


Рис. 1. Форма расчетного импульса помехи

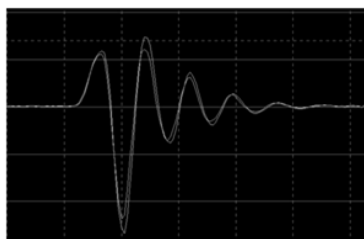


Рис. 2. Форма импульса помехи

Предварительный расчет измерительных и согласующих элементов особенно актуален на действующих объектах в условиях влияния электромагнитных помех, так как его выполнение дает экономию времени на подготовку схемы к измерениям.

*Ж.И. Абонга, магистр,
рук. А.В. Вихарев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ЛАБОРАТОРНЫЙ СТЕНД ПО ИЗУЧЕНИЮ МЕТОДОВ ПОИСКА МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ В СИЛОВЫХ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЯХ

В настоящее время план стратегического развития кафедры ВЭТФ предусматривает развитие кафедры по трем направлениям: проектирование и диагностика изоляции, расчет перенапряжений и защита от них, применение высоких напряжений в электротехнологиях. В связи с этим

планируется создание ряда уникальных специализированных лабораторий. При развитии направления проектирование и диагностика изоляции важной задачей является создание научно-исследовательской электротехнической лаборатории «Полигон для диагностики изоляции высоковольтных силовых кабелей». При этом одной из задач, решаемых в данной лаборатории, будет создание новых лабораторных работ по поиску повреждений в кабельных линиях. Для решения этой задачи на кафедре приобретено оборудование для реализации относительных и точных методов поиска мест повреждений кабелей. Среди этого оборудования генератор высоковольтных импульсов ГВИ-20/1, рефлектометр «Рейс-305», адаптер дуги и поисковый комплект «Трассофон». На базе этого оборудования создан лабораторный стенд, блочная схема которого представлена на рис. 1.

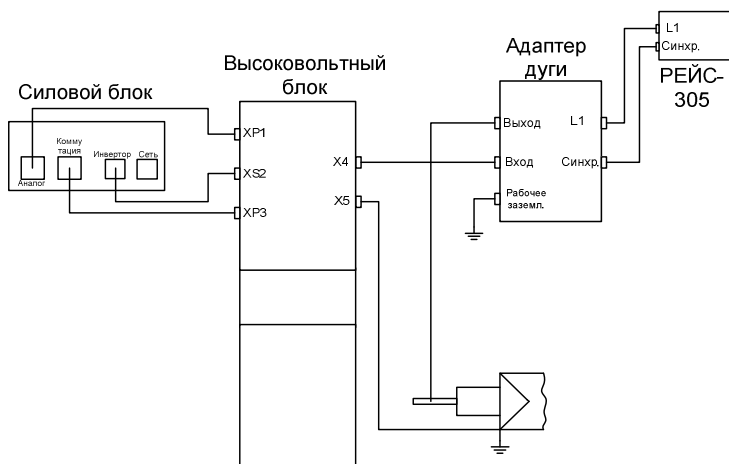


Рис. 1. Блочная схема лабораторного стенда

С использованием данного стенда были произведены измерения на двух образцах кабеля РК-75 длиной 3,3 и 10,9 м. Для данных кабелей измерен коэффициент укорочения $K_y = 1,375$, что соответствует диэлектрической проницаемости $\varepsilon = 1,9$.

Также были проведены измерения по импульсно-дуговому методу поиска места повреждения кабеля. Для этого у кабеля с длиной 10,9 м на расстоянии 7,9 м от начала был произведен прокол изоляции, имитирующий пробой. Особенность метода кратковременной дуги в том, что он может быть использован для определения расстояния до места сложного (высокоомного) или неустойчивого повреждения. Сущность метода заключается в одновременном воздействии на кабельную линию высоко-

вольтного импульса и выполнении измерений методом импульсной рефлектометрии. Проведенные измерения показали, что дефект находится на расстоянии 8,1 м от начала линии(рис. 2). Таким образом, место повреждения определено с погрешностью 2,5 %.

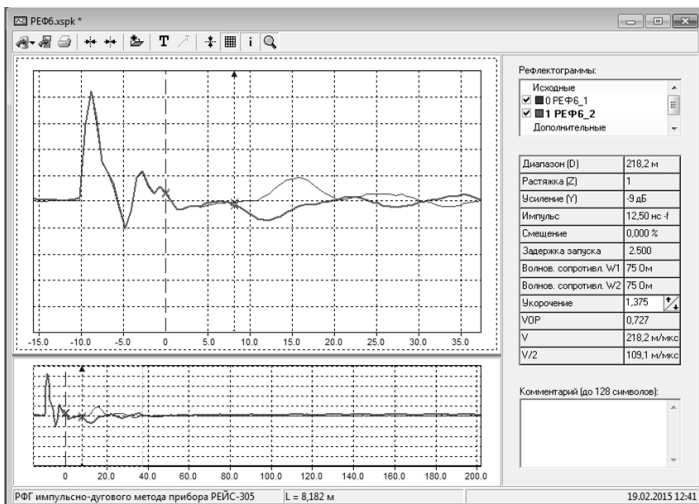


Рис. 2. Импульсно-дуговой метод. Дефект на расстоянии 7,9 м

Созданный лабораторный стенд является существенным шагом по созданию кабельного полигона. На базе этого стенда будут реализованы акустический и индукционный методы точного поиска места повреждения кабеля. При этом предполагается создание на кабельной трассе помех для измерения, что позволит максимально приблизить лабораторные работы к реальным условиям.

*Т.Е. Еремеева, студ.,
рук. А.В. Вихарев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ОСОБЕННОСТИ ПОИСКА МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЙ ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ СИЛОВЫХ КАБЕЛЕЙ

Разнообразие видов и характера повреждений, а также структуры и условий работы электрических сетей не позволяет применить какой-либо универсальный метод определения мест повреждения (ОМП). Еще более

сложно создать универсальную аппаратуру. Для разного типа линий и сетей, а также видов повреждений к методам и устройствам ОМП предъявляются различные требования, обусловленные технико-экономическими факторами.

Система определения места повреждения включает четыре последовательные операции: определение поврежденной линии, прожиг изоляции в месте повреждения (при необходимости), дистанционное ОМП, топографическое (трассовое) ОМП.

Выделение поврежденной линии во многих случаях осуществляется автоматически при срабатывании селективной релейной защиты или при испытаниях КЛ.

Прожиг является подготовительной процедурой, обеспечивающей возможность использования совокупности методов ОМП. Некоторые методы ОМП применимы только при переходном сопротивлении в месте повреждения изоляции не более сотен или даже единиц Ом (в отдельных случаях – десятых долей Ома). Снизить переходное сопротивление – задача прожига.

Дистанционное ОМП, заключается в измерении расстояния от конца линии до места повреждения. Однако даже очень точно измеренное расстояние не позволит точно указать искомую точку на местности. Это обусловлено тем, что кабель не может пролегать абсолютно прямолинейно. Разница между «чертежной» и фактической точками может достигать 1 ... 5 % от определенного дистанционным методом расстояния. Для кабеля длиной 3000 м соответствующая абсолютная погрешность составит 30 ... 150 м. Таким образом, применяя даже очень точные дистанционные методы, мы на местности можем указать только зону повреждения, ограниченную указанной погрешностью. Возникает необходимость в методах, позволяющих найти место повреждения непосредственно на местности.

Топографическое ОМП – определение искомого места на трассе, т.е. топографической точки на трассе. Погрешность в идеале достигает нескольких сантиметров, а в худших случаях не превышает 3 м.

Из дистанционных (относительных) методов на практике используется импульсный метод, емкостный метод, метод колебательного разряда, волновой метод, петлевой метод. Из топографических (абсолютных) методов применяют акустический метод, потенциальный метод, индукционный метод.

При использовании относительных методов приходится сталкиваться с рядом проблем. Рассмотрим эти проблемы на примере метода импульсной рефлектометрии. Этот метод основан на получении информации об измеряемой линии по анализу её реакции на зондирующее (возмущающее) воздействие. Строго говоря, импульсный рефлектометр измеряет временную задержку между входным воздействием и отражённым сигналом. С учетом скорости распространения электромагнитной

волны в кабеле, можно трансформировать ось времени в ось расстояний, что и сделано во всех импульсных рефлектометрах.

При этом на отраженный от повреждения сигнал накладывается напряжение помех. При сложных повреждениях амплитуда отражения от места повреждения сравнима с амплитудой помех.

По источникам возникновения помехи бывают асинхронные и синхронные. Асинхронные помехи не связаны с зондирующим сигналом и неоднородностями кабельной линии и вызваны наводками от соседних кабельных линий, от оборудования, транспорта и различной аппаратуры. Эффективными методами отстройки от асинхронных помех являются аналоговая фильтрация и цифровое накопление сигнала.

Синхронные помехи связаны с зондирующим сигналом и являются отражениями зондирующего сигнала от неоднородностей волнового сопротивления линии (отражения от кабельных муфт, ответвлений, кабельных вставок, неоднородностей кабельных линий технологического характера и др.). Синхронные помехи можно существенно уменьшить посредством сравнения или дифференциального анализа. При сравнении накладывают рефлектограммы двух линий (неповрежденной и поврежденной), проложенных по одной трассе. Наложение двух рефлектограмм позволяет быстро обнаружить начальную точку их различия, по которой и определяют расстояние до повреждения.

Учитывая затухание сигнала в линии, желательно для измерений выбирать конец линии, к которому ближе расположено место повреждения. Если предварительной информации нет, то измерения следует проводить последовательно с двух концов кабельной линии.

Указанные особенности поиска мест повреждений кабелей следует учитывать при создании кабельного полигона на базе кафедры ВЭТФ ИГЭУ. При этом следует на месте расположения кабельной трассы намеренно расположить источники помех, для максимального приближения лабораторных занятий к условиям эксплуатации.

*А.В. Иванова, С.А. Зенькевич, студенты,
рук. А.В. Вихарев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

РАЗВИТИЕ ВОДНЫХ ТРИНГОВ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ КАБЕЛЯХ С ИЗОЛЯЦИЕЙ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА

В течение последних десятилетий в кабельной технике все большее применение находят кабели с теплостойкой экструдированной изоляцией

(сшитый полиэтилен и этиленпропиленовая изоляция). Однако, в настоящее время процессы, происходящие при физико-химическом старении данного вида изоляции, в достаточной степени не изучены. Одним из актуальных вопросов при этом является изучение особенностей развития водных трингов.

Водные тринги (ВТ) – повреждения полимера, развивающиеся на технологических дефектах изоляции в результате одновременного действия электрического поля и влаги. Под воздействием электрического поля полярные молекулы воды образуют древовидные структуры, направленные вдоль силовых линий электрического поля.

Процесс образования ВТ зависит от многих причин: изоляционного материала, напряженности электрического поля, конструкции кабеля, длительности воздействия повышенной напряженности, температуры, частоты, загрязнений различного типа, проникновения воды и образования химических соединений в растворах, различного рода неоднородностей на поверхностях проводников и т.п. Процесс трингообразования можно условно разделить на три стадии.

Первая стадия. Во время вулканизации полиэтилена возникает большое количество микрополостей диаметром 1 – 30 мкм. В полиэтиленовой изоляции кабеля остается влага, которая образуется в течение технологических реакций. Вода проникает в изоляцию также в процессе эксплуатации из внешней среды. Под действием электрического поля высокополярная молекула воды за счет сил, возникающих при электрофорезе, притягивается к местам с повышенной напряженностью. Уже при средней напряженности электрического поля, превышающей 2 МВ/м, следует учитывать возможность быстрого образования трингов. В результате образуются местные скопления воды, по своей структуре близкие к перенасыщенным водным растворам.

Вторая стадия. Вблизи предела растворимости вода выделяется в форме жидкой фазы. Капли воды конденсируются на поверхностях микрополостей, частично заполняя их. Это приводит к еще большей степени неоднородности электрического поля и возможно к возникновению незначительных частичных разрядов (ЧР), которые не могут быть зарегистрированы современной аппаратурой. Эту стадию можно назвать началом ВТ.

Третья стадия. В результате выделения во время частичных разрядов тепловой энергии, часть объема воды превращается в пар, что в свою очередь приводит к местному повышению давления в микропорах. Повышенное давление вызывает механическое растрескивание полимера и увеличение объема микрополостей. Кроме того, силы Максвелла, дейст-

вующие на водозаполненные поры, стремятся исказить их форму в направлении электрического поля. При развитии этих процессов степень поврежденности полимера внутри ВТ достигает некоторого критического уровня, при котором ВТ переходит в электрический.

В настоящее время оценить триингустойкость изоляции можно произвести по методу «водяных игл» (рис.). Эта методика основана на многолетних и длительных экспериментах, проводимых с 1993 года. Сущность методики состоит в следующем. Исходный образец представляет собой поперечный срез электрической изоляции кабеля толщиной 3 мм, в ней формируется радиальная полость в виде иглы с радиусом закругления острия 25 – 50 мкм. Полость заполняется электролитом и выполняет функцию высоковольтного электрода; расстояние между остриём электрода и заземленным электропроводящим экраном кабеля 1,5 мм. Продолжительность испытаний, принятая в настоящее время, составляет 1 год, испытательное напряжение 12 кВ, температура +40 °С. Благодаря оптической прозрачности образца зависимость длины ВТ от времени может регистрироваться без разрушения испытательного образца объекта. Критериями отказа в данных испытаниях являются: пробой образца, зарождение электрического триинга на водном, превышение длиной ВТ предельно допустимой величины (300 мкм).

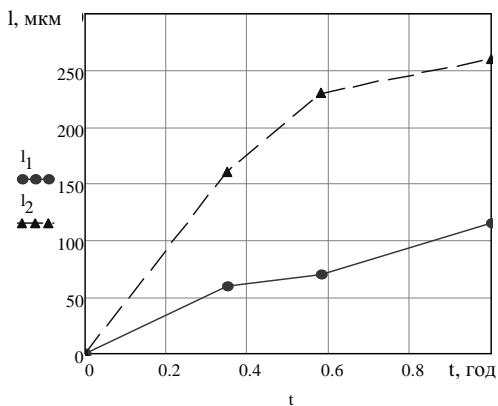


Рис. Зависимость длины ВТ от времени старения, полученная для двух различных изоляционных материалов на базе сшитого полиэтилена. Испытания проведены по методу «водяных» игл

Проведение подобных испытаний позволит оценить влияние технологических особенностей производства кабелей на их качество.

*А.А. Жолобов, В.А. Блинов, студенты,
рук. С.В. Воробьев, асп.
(ИГЭУ, г. Иваново)*

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Одной из важных проблем при передаче электроэнергии на расстояние является попадание молнии в воздушную линию электропередачи (ВЛЭП). В настоящее время существует ряд способов защиты ВЛЭП. В основном используются грозозащитные тросы, ОПН (ограничители перенапряжений нелинейные), РДИ (разрядник длинно-искровой).

Грозозащитные тросы. Одним из основных способов защиты ВЛЭП от прямых ударов молний являются грозозащитные тросы, изготавливаемые из стали и монтируемые на опорах выше фазных проводов. Тросы устанавливаются по всей длине линии для уменьшения вероятности попадания молнии в фазные провода. Эффективность защиты ЛЭП грозотросом зависит не только от угла защиты и материала, из которого трос изготовлен, но также от местности (различные сопротивления грунта, влажность воздуха и т.д.) и от места попадания молнии в трос [1].

Недостатком грозотросов является подверженность коррозии, вероятность обратных перекрытий, снижение эффективности при переходе к ультравысоким классам напряжения (500 – 1150 кВ) [2].

Для борьбы с коррозией тросы плакируют цинком и алюминием. Для снижения вероятности перекрытия разрабатываются модели тросов с повышенным удельным активным сопротивлением.

В настоящее время для морских условий и агрессивных сред применяют грозотросы нового поколения из азотсодержащей стали. Проволока из азотсодержащей нержавеющей стали обладает исключительной коррозионной стойкостью, поэтому антикоррозионное покрытие (оцинковка или алюминирование) для неё не требуется.

ОПН. ОПН служит для ограничения перенапряжений до приемлемого для изоляции уровня. Эти защитные аппараты хорошо зарекомендовали себя во многих странах мира. Главными достоинствами ОПН являются: возможность глубокого ограничения грозовых перенапряжений, большая пропускная способность (возможность использования на высоковольтных ЛЭП) [3].

Одним из недостатков ОПН является необходимость обеспечения теплового баланса при длительном воздействии рабочего напряжения. При повышенном токе через варисторы ограничителя нарушается тепловой баланс, так как накопленная ими тепловая энергия не успевает рассе-

яться в окружающую среду. Следствием этого может стать термическое разрушение защитного аппарата. Для решения этой проблемы увеличивают энергоемкость варисторов, что приводит к значительному удорожанию устройства и увеличению его габаритов [5].

При длительной эксплуатации ОПН велика вероятность изменения их основных защитных характеристик. Вместе с этим можно говорить и о снижении надежности защиты подстанционного оборудования от грозовых перенапряжений, набегающих с воздушной линии (ВЛ).

РДИ. Длинно-искровые разрядники используются на напряжении от 6 до 10 кВ. РДИ имеет длину, в несколько раз превышающую длину линейного изолятора защищаемой ВЛ. Длинно-искровой разрядник имеет более низкую импульсную электрическую прочность по сравнению с защищаемой изоляцией [4].

Достоинствами РДИ является его низкая вероятность установления дуги короткого замыкания и неподверженность к разрушению и повреждению грозовым током, поскольку данные токи проходят вне конструкции разрядника.

Библиографический список

1. **Хохлов Г.Г.** Молниезащита ВЛ 150 – 220 кВ предприятий нефти и газа. – СПб., 2011.
2. **Калугина И.Е.** Разработка уточненной методики расчета числа ударов и прорывов молнии через тросовую защиту линий электропередачи. – М., 2003.
3. **Кротенок В.В.,** Боханов А.Н., Станишевский В.В. Моделирование нелинейного ограничителя перенапряжения // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. – 2014. – Республика Беларусь.
4. **Халилов Ф. Х.,** Евдокунин Г. А., Таджибаев А. И. Защита сетей 6 – 35 кВ от перенапряжений. – СПб., 2002.
5. **Александров Г.Н.** Молния и молниезащита. – М.: Наука, 2008.

*А. Власов, маг.,
Е. Богданов, И. Косоурова, студенты,
рук. О.А. Баженов, к.т.н., доцент,
М.Е. Тихов, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ВЕНТИЛЬНЫХ РАЗЯДНИКОВ С РАЗЛИЧНЫМ СРОКОМ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Вентильные разрядники (РВ) являются важнейшим элементом в системе защиты высоковольтного оборудования от перенапряжений. Большинство находящихся в эксплуатации РВ выработали свой ресурс или близки к этому.

Своевременность замены РВ должна определяться с учетом изменения тех его параметров, характеризующих защитные функции разрядника (остающееся напряжение и пробивное напряжение искровых промежутков).

В соответствии с [1], состояние РВ определяется по параметрам, как правило, характеризующим увлажнение элементов разрядника:

- сопротивление разрядника (элемента);
- ток проводимости (ток утечки);
- пробивные напряжение искровых промежутков при промышленной частоте.

Исследование характеристик РВ проводилось на разрядниках типа РВС-35 и РВМГ-110 (1978-1988 г.в.), находящихся в эксплуатации в одной из энергосистем до настоящего времени.

Внешний осмотр для большинства исследуемых РВ не выявил серьезных повреждений фарфоровой покрышки, сколов или трещин, в том числе и вблизи фланцев.

Цементная заделка между фланцем и фарфоровой покрышкой не нарушена и окрашена влагостойкой краской. Это покрытие имеет незначительные повреждения в виде мелких трещин.

На наружной поверхности фарфоровой покрышки не отмечено стойких загрязнений (отсутствуют подтеки ржавчины), связанных с условиями эксплуатации разрядников.

Если в разряднике развиваются внутренние дефекты (внутри корпуса), то следствием этого должно наблюдаться значительное изменение электрических характеристик разрядника.

Для исследуемой группы разрядников сопротивление (рис. 1), ток проводимости, пробивное напряжение искровых промежутков находились в допустимых пределах [2].



Рис. 1. Измерение сопротивления РВ с помощью прибора Metrel

Осмотр со вскрытием РВ также показал удовлетворительное состояние всех конструктивных элементов разрядника (шунтирующие сопротивления, электродные системы и др.).

Однако пригодность к эксплуатации разрядников в первую очередь должна оцениваться способностью осуществлять защитные функции, то есть ограничивать воздействующие на изоляцию оборудования пе-

ренапряжения. Это возможно только при известных реальных вольтамперных характеристиках (ВАХ) нелинейных резисторов.

Известно [3], что вследствие старения, защитные функции РВ к концу нормативного срока службы заметно изменяются даже у тех разрядников, число срабатываний которых не превышает нормированное значение.

Процессы старения обусловлены высоким энергетическим воздействием, вызванным протеканием разрядных токов, а также высокой гигроскопичностью вилитовых резисторов. Вследствие этого наблюдаются снижение пропускной способности дисков и увеличение остающегося напряжения.

Для получения ВАХ исследуемых разрядников необходим емкостный накопитель энергии с зарядным напряжением порядка 600 кВ. Проведение таких испытаний возможно лишь в крупных испытательных центрах.

В работе определение ВАХ было произведено поэлементно, с последующим масштабированием результатов до реальной варисторной колонки. Результаты показали смещение ВАХ в область более высоких напряжений в среднем на 10 %.

Также необходимо отметить, что контроль защитных характеристик РВ или ОПН в процессе их эксплуатации не производится, это связано в первую очередь с отсутствием мобильного диагностического оборудования.

Библиографический список

1. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. – М.: Изд-во НЦ Энас, 2004.
2. И 34-70-021-85. Инструкция по эксплуатации средств защиты от перенапряжений. – М.: Союзтехэнерго, 1986.
3. **Диагностика** вентильных разрядников типа РВС / В.А. Лавринович, А.М. Старцев, Е.В. Старцева // Сб. тр. междунар. научн. конф. – Томск, 2008.

*А.А. Саханов, студ.,
рук. И.В. Ившин, д.т.н., профессор,
Н.В. Денисова, к.ф.-м.н., доцент
(КГЭУ, г. Казань)*

КОМПЛЕКСНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

Работа посвящена комплексному исследованию трансформаторного масла. Особое внимание было уделено графическому представлению физико-химического анализа и хроматографического анализа трансформаторного масла (ХАРГ), и преимуществу их совместного использования.

Проблема существующих способов интерпретации результатов ХАРГ заключалась в недостаточной информативности и наглядности. Для ХАРГ авторами предложена лепестковая диаграмма, по осям которой откладываются концентрации растворенных в масле газов, характеризующих определенный вид дефекта. В соответствии с причиной возникновения растворенных газов, дефект термического характера или электрического, на диаграмме производилась группировка осей на эти две подгруппы, что упрощает визуальную оценку результатов. Также проверка осуществлялась по алгоритму на основе РД153-34.0-46.302-00 [1].

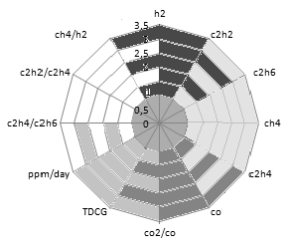


Рис. 1. Лепестковая диаграмма по ХАРГ

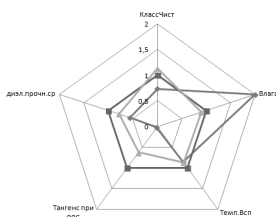


Рис. 2. Лепестковая диаграмма по физико-химическому анализу

Значительное внимание уделяется представлению физико-химического анализа, для него строится лепестковая диаграмма, по пяти наиболее важным показателям: кислотное число, влага, температура вспышки, тангенс угла диэлектрических потерь при 90 °С, средняя диэлектрическая прочность.

В заключении работы представляется полная, автоматизированная программа по представлению результатов диагностики трансформаторного масла по ХАРГ и физико-химическому анализу. Авторами был написан макрос в программе Microsoft Excel, состоящий из двух разделов, в котором операции производимые пользователем минимизированы. В первом разделе строится лепестковая диаграмма по ХАРГ и сравнивается с заданной диаграммой с отмеченными областями, тут же осуществляется проверка по алгоритму. Во втором разделе строится лепестковая диаграмма по данным физико-химического анализа, на ней же отмечены контуры «норма» и «интервал 5 % допуска» относительно которых можно визуально оценить состояние трансформаторного масла.

Результатом данной работы явилась автоматизированная обработка данных, позволяющая представить в более информативном виде концентрации растворенных газов.

Библиографический список

1. **Львов Ю.Н.**, Касаткина Т.Е. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов тр-ого оборудования по ХАРГ. – М., 2001.

*А.М. Дубов, студ.,
О.А. Баженев, к.т.н., доцент
(ИГЭУ, г. Иваново)*

ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА КОНДЕНСАТОРОВ ДЛЯ ИМПУЛЬСНЫХ УСТАНОВОК

Для диагностики состояния и работоспособности нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН) требуется импульсный ёмкостный накопитель, основным элементом которого являются импульсные конденсаторы.

Главными параметрами по которым выбираются эти конденсаторы являются: ёмкость C , мкФ, зарядное напряжение $U_{зар}$, кВ, запасаемая энергия W , кДж. Также при расчёте учитывается длительность импульса τ , которая в соответствии со стандартом Международной электротехнической комиссии (МЭК) 99 – 4 [1], имеет длительность:

8/20 мкс – для «грозового» импульса;

2 мс – для прямоугольного импульса большой длительности.

Из паспортных данных известна величина остающегося напряжения $U_{ост}$ при соответствующем токе I_n .

Величину зарядного напряжения $U_{зар}$ найдём из следующего условия:

$$W_{нак} \geq W_{нагр}$$

где $W_{нак}$ – запасаемая в накопителе энергия; $W_{нагр}$ – энергия выделяющаяся в нагрузке.

Данное равенство является условием согласованного режима работы накопителя и нагрузки.

Для прямоугольного импульса условие принимает вид

$$\frac{U_{зар}^2 \cdot \tau}{4\rho} = \frac{U_{нагр} \cdot \tau (U_{зар} - U_{нагр})}{\rho}$$

Преобразуя данное выражение получаем

$$U_{зар}^2 = 4 \cdot U_{нагр} \cdot (U_{зар} - U_{нагр})$$

Решением этого выражения будет следующее равенство

$$U_{зар} = 2 \cdot U_{нагр}$$

где $U_{нагр} = U_{ост}$.

Суммарная ёмкость нагрузки равна

$$C_{нагр} = \frac{\tau}{2 \cdot \rho}, \text{ мкФ,}$$

где ρ – волновое сопротивление накопителя:

$$\rho = \frac{U_{зар} - U_{ост}}{I_n} = \frac{2 \cdot U_{ост} - U_{ост}}{I_n} = \frac{U_{ост}}{I_n}, \text{ Ом.}$$

Зная величину ёмкости нагрузки и зарядного напряжения накопителя можно найти расчётную величину необходимой энергии запасаемой в накопителе.

$$W_{зар} = \frac{C_{нагр} \cdot U_{зар}^2}{2}, \text{ кДж.}$$

Из всего сказанного выше можно составить следующий алгоритм выбора конденсаторов:

1. Находим величину $U_{зар}$;
2. Находим величину волнового сопротивления ρ ;
3. Рассчитываем величину ёмкости нагрузки $C_{нагр}$;
4. Находим расчётную величину необходимой энергии запасаемой в накопителе $W_{зар}$;
5. По каталогу выбираем конденсатор исходя из следующих условий:

$$U_k \geq U_{зар},$$

$$C_k \geq C_{нагр},$$

$$W_k \geq W_{зар}.$$

В последнем условии величина W_k рассчитывается по выражению:

$$W_k = \frac{C_{общ} \cdot U_{общ}^2}{2}, \text{ кДж,}$$

где $C_{общ}$ – общая ёмкость всех конденсаторов в зависимости от схемы их соединения; $U_{общ}$ – величина зарядного напряжения всех конденсаторов в зависимости от схемы их включения.

Библиографический список

1. **Международная** электротехническая комиссия (МЭК 99 – 4). Международный стандарт.

Содержание

Секция 13. Электрические системы

<i>Р.И. Донцу, рук. А.А. Борисов</i> Средство защиты от шагового напряжения	3
<i>И.С. Шандриков, рук. Д.Е. Титов</i> Система мониторинга интенсивности гололедеобразования на воздушных линиях электропередачи и в воздушных сетях	5
<i>С.А. Абдуллаева, рук. Т.К. Рафиева</i> Метод оценки целесообразности непрерывной диагностики линейных выключателей	6
<i>Е.М. Гецман, рук. М.И. Фурсанов</i> Анализ величины и структуры потерь электроэнергии в электрических сетях 0,38 – 10 кВ РЭС	8
<i>В.Г. Гольдштейн, А.С. Кудрявцев, К.С. Фатеева</i> Расчет режимов коротких замыканий в узлах и при их перемещении по ветвям электрической сети	10
<i>И.Н. Кривихин, рук. Е.М. Шишков</i> Использование собственной ёмкости ЛЭП для продольной компенсации	12
<i>Л.С. Казакова, рук. Ф.Л. Бык</i> Возможность сравнения сетевых компаний по показателям надежности	14
<i>М.Р. Яруллин, Р.С. Чернухин, рук. Р.Г. Мишуллин</i> Визуализация данных локационного мониторинга гололеда и повреждений на линиях электропередачи локационным методом	16
<i>Н.С. Петрашевич, рук. М.И. Фурсанов</i> Определение потерь мощности в трансформаторе на основе температурного анализа масла	18
<i>А.О. Редькин, рук. Н.Ю. Шевченко</i> Разработка концепции повышения надежности воздушных линий электропередачи	19
<i>Е.О. Тихомиров, А.П. Макаров, В.В. Сенько</i> Оценка допустимых по статической устойчивости режимов электроэнергетических систем	21
<i>И.М. Назмутдинов, рук. А.И. Федотов</i> Выбор оптимального сопротивления токоограничивающих реакторов при воздействии провалов напряжения на электрическую сеть	23
<i>В.А. Касимов; рук. Р.Г. Мишуллин</i> Распознавание типа гололедно-изморозевых отложений на линиях электропередачи локационным методом	25
<i>В.В. Апполонов, А.И. Нюхалов; В.Г. Гольдштейн</i> К вопросу об управлении жизненным циклом силового трансформатора как производственного актива электрической сети	27
<i>В.В. Апполонов, А.И. Нюхалов, рук. В.Г. Гольдштейн</i> К вопросу стоимости силового трансформатора как производственного актива электрической сети	29
<i>Х.К. Во, рук. Л.И. Пушкарева</i> Послеаварийная работа линии электропередач с резервной фазой	31
<i>К.А. Голубева, Я.В. Макаров, рук. Ю.П. Кубарьков</i> Использование распределенной генерации в интеллектуальных электрических сетях	33
<i>И.А. Золотарев, С.А. Петренко, рук. Д.Е. Титов</i> Устройство отбора мощности	35
<i>Е.С. Шибачева, А.А. Черезова, рук. А.А. Братолобов</i> Влияние неполнофазных режимов на наведенное напряжение в отключенных ВЛ	37
<i>А.А. Мартиросян, И.А. Москвин, А.А. Комухов, П.Е. Фирстов, А.С. Юдин</i> Влияние законов регулирования УПК с тиристорным управлением на устойчивость электроэнергетической системы	39
<i>А.А. Мартиросян, М.В. Зотова, Е.В. Смирнов, А.Г. Смирнова</i> Однофазные высоковольтные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена	41
<i>О.М. Молодкина, рук. О.А. Буцуева</i> Исследование режимов работы устройств компенсации реактивной мощности на модели электрической сети	43
<i>Е.И. Куртеев, рук. Н.Б. Карницкий</i> Особенности суточного графика электропотребления (нагрузки)	45
<i>Д.В. Трушкин, В.А. Виноградов, рук. А.Е. Аржанникова</i> Оптимизация режима замкнутой распределительной электрической сети	47

<i>И.С. Гатилов, Е.В. Мареева, рук. Д.Н. Кормилицын</i> Выбор количества групп реакторов на выводах устройств продольной компенсации	49
<i>А.Ю. Кечкин, А.В. Шалухо, рук. Е.Н. Соснина</i> Вопросы подключения виртуальных электростанций	51
<i>Н.А. Фоменко, Н.В. Сиялов, рук. С.А. Словесный</i> Повышение помехоустойчивости электрического метода регистрации ЧР в изоляции электрооборудования	53
Секция 14. Электроснабжение	
<i>Н.В. Громова, рук. М.И. Соколов</i> Перспективы применения напряжения 660 В в сетях промпредприятия	56
<i>Д.С. Виногорова, Т.Ю. Канакина, рук. А.И. Кулешов</i> Исследование распределения объемов электропотребления в жилом секторе	58
<i>А.Л. Бахит, рук. О.А. Бушуева</i> Режимы работы мини-ТЭЦ в городских электрических сетях	60
<i>Ю.М. Кокорева, рук. О.А. Бушуева</i> Инновационные решения при реконструкции электрических сетей Тверской области	62
<i>Б.А. Титов, рук. А.А. Шульпин</i> Повышение эффективности работы электрооборудования металлургических предприятий	64
<i>Е.С. Никерина, рук. А.А. Шульпин</i> Показатели качества электроэнергии и их влияние на характеристики потребителей электроэнергии	66
<i>А.И. Марков, рук. А.А. Шульпин</i> Применение фильтрокомпенсирующих устройств для компенсации реактивной мощности и повышения качества электроэнергии в системах электроснабжения	68
<i>А.А. Брындин, А.В. Христоробский, А.О. Харьков, рук. Д.А. Полкошиников</i> Статистические характеристики различных источников света	70
<i>С.Н. Литвинов, Д.А. Полкошиников, Е.В. Пономарева</i> Особенности реализации АИИ-СКУЭ на объектах с распределенными точками учета	72
<i>А.А. Рябинин, Ю.А. Миндовская, рук. Д.А. Полкошиников</i> Особенности определения расчетной нагрузки коттеджного поселка	74
<i>К.А. Филатова, рук. Д.А. Полкошиников</i> Применение датчиков движения в общественных местах коммунально-бытового сектора	75
<i>Г.В. Квашина</i> Использование программного обеспечения для рационализации структуры систем электроснабжения	76
<i>Н.В. Чурина, рук. С.В. Митрофанов</i> Модель поиска оптимальных энергосберегающих мероприятий на основе их срока окупаемости	78
<i>А.В. Шалухо, И.А. Липужин, А.А. Смирнов, рук. Е.Н. Соснина</i> Исследование устойчивости работы ветро-дизельной электростанции	80
<i>Е.В. Курьяков, В.В. Хромов, рук. Э.Н. Фоминич</i> Устройство защиты от перенапряжений радиопередающих средств, использующих в качестве антенных систем воздушные линии электропередачи	82
<i>А.А. Тишков, А.В. Вязников, рук. Э.Н. Фоминич</i> Пофидерный контроль состояния изоляции систем электроснабжения с изолированной нейтралью до 1000 В	84
<i>П.В. Ганин, рук. Н.В. Роженцова</i> Негативное воздействие птиц на ЛЭП	86
<i>И.Н. Кривихин, рук. В.М. Дашков</i> Мероприятия по экономии электроэнергии в системах освещения бюджетных организаций	87
<i>Л.Р. Сафина, рук. Н.В. Роженцова</i> Санация жилищного фонда как один из вариантов решения проблемы энергоэффективности	88
<i>Л.И. Сираев, рук. Н.В. Роженцова</i> Обледенение. Борьба с обледенением ЛЭП	90
<i>А.А. Лоскутов, Д.В. Зырин, И.А. Лукичева, А.Б. Лоскутов</i> Алгоритмизация универсального трехлучевого узла нагрузки гексагональной распределительной сети	91

<i>Е.В. Крюков, А.П. Шашкин, Л.Е. Веселов, рук. Е.Н. Соснина</i> Разработка гибридного источника энергии на твердооксидных топливных элементах	94
<i>В.С. Романов, рук. В.Г. Гольдштейн</i> Разработка рекомендаций по электроснабжению российских мегаполисов с учетом использования ВТСП технологий	96
<i>М.К. Иванов, С.Г. Зиновьев, рук. Е.А. Чащин</i> Фильтр высших гармоник устройств энергоэффективного освещения	98
Секция 15. Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем	
<i>В.О. Кириллов, рук. Е.С. Шагурина</i> О вводе в цикл ОАПВ ступеней резервных защит в терминалах 7SA5XX, 7SD5XX производства ООО «Сименс»	101
<i>В.В. Можжухина, рук. Л.М. Колесов</i> Анализ функционирования резервной дистанционной защиты, использующей сумму токов двух сторон, на линии с несколькими ответвлениями	103
<i>О.Ю. Шишулин, рук. О.В. Фролова</i> Применение телеотключения при ликвидации повреждений воздушных линий 110 – 220 кВ	104
<i>А.С. Волков, А.И. Копалов, В.А. Смирнов, рук. О.В. Фролова, Д.И. Ганджаев</i> Анализ возможностей программ расчета токов короткого замыкания при проектировании релейной защиты	106
<i>Г.А. Филатова, рук. В.А. Шуин</i> Влияние частотных характеристик трансформаторов тока и напряжения нулевой последовательности на точность замера электрических величин переходного процесса для решения задачи определения места однофазного замыкания на землю	108
<i>Т.Ю. Винокурова, рук. В.А. Шуин, О.А. Добрягина</i> Высшие гармонические составляющие в переходных токах замыкания на землю в кабельных сетях 6 – 10 кВ	110
<i>Е.А. Воробьева, рук. В.А. Шуин</i> Эквивалентирование схем замещения кабельных сетей 6 – 10 кВ для расчета переходных процессов при замыканиях на землю	112
<i>М.С. Аль-Хомиди, рук. В.А. Шуин</i> Исследование влияния трансформации «звезда – треугольник» на эффективность дальнего резервирования дистанционных защит линий	115
<i>С.В. Кошкин, рук. В.Ф. Коротков</i> О проблемах современных микропроцессорных устройств релейной защиты	117
<i>Е.С. Зайцев, рук. В.Д. Лебедев</i> Расчёт параметров тепловой схемы замещения для прогнозирования нагрева кабелей в режиме реального времени	119
<i>А.А. Яблоков, Е.В. Нечаев, рук. В.Д. Лебедев</i> Исследование цифрового трансформатора напряжения	121
<i>А.Ю. Меркулов, рук. В.Д. Лебедев</i> Расчет электрического поля первичного преобразователя напряжения в цифровом трансформаторе тока и напряжения (ЦТГН) методом интегральных уравнений	122
<i>В.А. Смирнов, рук. В.Д. Лебедев</i> Моделирование АЦП в целях изучения цифровой релейной защиты	124
<i>П.Н. Львов, рук. А.А. Фомичев</i> Цифровая передача мгновенных значений токов и напряжений	126
<i>И.Д. Журавлев, рук. А.Ю. Мурзин</i> Состояние и перспективы развития противоаварийной автоматики Костромской ГРЭС	127
<i>И.Ю. Ефремова, Д.Г. Ефремов, рук. И.З. Глушкин</i> Исследование возможности применения накопителей энергии для целей противоаварийной автоматики	129
<i>И.Ю. Ефремова, Д.Г. Ефремов, рук. И.З. Глушкин</i> Алгоритм выявления перегрузки сечения в режиме реального времени для целей противоаварийной автоматики	131
<i>Г.Р. Домрачев, рук. И.Л. Кузьмин</i> Разработка пускового органа для устройства определения места повреждения при однофазном КЗ на землю	133

<i>И.И. Литвинов, рук. В.Е. Глазырин</i> Переходные процессы в трёхфазных силовых трансформаторах с различной конструкцией магнитопровода	134
<i>Ю.В. Румянцев, В.В. Зеленко, рук. И.В. Новиш</i> Влияние удаленности места замыкания на релейную защиту линии электропередачи	136
<i>Р.И. Рахматулин, рук. Р.М. Хазиахметов</i> Проектирование релейной защиты линии 110 кВ	139

Секция 16. Электротехника и электротехнология

<i>И.Ю. Долгих, рук. А.Н. Королёв</i> Моделирование индукционного нагрева	140
<i>Д.Ю. Чигирёв, А.А. Базаров</i> Проектирование индукционной установки для снятия термонапряжений	142
<i>Е.А. Лузанов, рук. Р.А. Бикеев</i> Индукционные печи с холодным тиглем	144
<i>И.Ю. Долгих, А.С. Волков, А.Н. Ушаков, рук. А.Н. Королёв</i> Расчёт параметров электромагнитной модели индукционного нагрева при использовании метода послышной декомпозиции	146
<i>А.Э. Морев, В.А. Промзелев, рук. Р.А. Бикеев</i> Исследование режима нагрева немагнитных изделий в индукционной системе на базе постоянных магнитов	148
<i>И.Ю. Долгих, А.В. Горбатовский, Е. А. Помельников, рук. А.Н. Королёв, А.С. Орлов</i> Исследование влияния нелинейных характеристик тепловой модели индукционного нагрева	149
<i>В.А. Сериков, Р.А. Бикеев, В.С. Чередниченко</i> Нагрев шихты в расплаве и угар металла в дуговых электропечах	151
<i>М.А. Ваганова, рук. Л.П. Горева</i> Симметрирование шихтованных пакетов руднотермических электропечей	154
<i>С.И. Творогов, рук. Л.П. Горева</i> Симметрирование параметров шихтованных пакетов прямоугольных шин руднотермических печей	156
<i>Р.И. Валиев, А.А. Хафизов, рук. Ю.И. Шакиров</i> Оптимизация процесса очистки и снятия заусенцев с поверхности изделий плазменной электротермической установкой с жидким катодом	158
<i>Ю.О. Шапина, К.С. Шашурин, рук. И.В. Томина, И.Ю. Долгих</i> Особенности гармонического анализа при индукционном нагреве	160
<i>М.С. Швецова, рук. Л.П. Горева</i> Определение электрических параметров короткой сети руднотермической электропечи	162
<i>А.А. Хафизов, Р.И. Валиев, рук. Ю.И. Шакиров</i> Плазменная установка с жидким электродом для поверхностного упрочнения материалов	164
<i>В.А. Суяшов, рук. Р.А. Бикеев</i> Исследование энергетических характеристик индукционной тигельной печи при порционной разливке алюминия	167
<i>А.А. Хафизов, С.Н. Тимергалиев, рук. Ю.И. Шакиров</i> Распределение температуры и тепловых потоков при нанесении покрытий ферромагнитным порошком плазменной электротермической установкой с жидким катодом	169
<i>В.В. Забелин, рук. В.А. Сеницын</i> Исследование нестационарной теплопередачи в крепежных элементах футеровок	171
<i>А.И. Богданов, рук. М.Г. Марков</i> Система учета выработки сварщика	173
<i>А.В. Гонин, рук. Л.И. Шеманаева</i> Исследования бесконтактных двигателей постоянного тока на редкоземельных металлах	175
<i>А.В. Алейников, рук. В.А. Мартынов, А.Н. Голубев</i> К вопросу уменьшения вибраций многофазного синхронного двигателя с постоянными магнитами	177
<i>В.Д. Карачёв, рук. А.Н. Голубев, В.А. Мартынов</i> Оптимизация виброшумовых характеристик синхронного ЭП	179
<i>Н.Д. Шарков, рук. Л.И. Шеманаева</i> Исследования намагничивания магнитопровода в трансформаторе	181

<i>А.А. Казанцев, Т.В. Михайлова, рук. Л.М. Инаходова</i> К вопросу о применении сверхпроводников в трансформаторостроении	181
<i>К. Крылов, рук. Т.Х. Мухаметгалеев</i> Анализ электромагнитной обстановки в системе электроснабжения предприятий	183
<i>Д.Ю. Морозова, рук. М.С. Сайкин</i> Исследование влияния материала втулки чувствительного элемента магнитоэлектрического датчика угла наклона на его силу подвеса	184
<i>О.В. Демиденко, рук. М.С. Сайкин</i> Расчёт оптимального объёма заправки однофазного магнитоэлектрического герметизатора	186
<i>Д.А. Судакова, рук. М.С. Сайкин</i> Исследование влияния температуры на критический перепад давления магнитоэлектрического герметизатора	188
<i>А.Е. Басова, рук. М.С. Сайкин</i> Численное исследование магнитной системы установки магнитоэлектрического охлаждения	189
<i>А.А. Шутенко, рук. В.А. Мартынов</i> Исследование динамических процессов в сварочных трансформаторах	191
<i>С.В. Колчанов, рук. Л.И. Шеманаева</i> Разработка программно-методического комплекса расчёта линии электропередачи	193
<i>А.А. Атласова, рук. В.Г. Гольдштейн</i> О проблемах надёжной работы трансформаторного электрооборудования в городских электрических сетях	193
<i>М.М. Шестова, рук. В.Г. Гольдштейн</i> О применении статистического интеллектуального анализа аварийности электрооборудования 6 – 500 кВ электрических сетей Поволжского региона	195
<i>Н.Ю. Осипова, рук. В.Г. Гольдштейн</i> Анализ аварийности погружного нефтяного электрооборудования	197
<i>Н.А. Саттарова, рук. В.Г. Гольдштейн</i> Об испытаниях, техническом обслуживании и диагностике полимерных кабелей с деградирующей изоляцией	199
<i>Е.Р. Уканеева, рук. В.К. Козлов</i> Устройство для измерения переменного напряжения в высоковольтной цепи с дистанционной передачей информации	201
<i>А.В. Самсонов, рук. А.В. Макаров</i> Моделирование силовой части инверторного источника питания в среде EMTP-RW	203
Секция 18. Электрооборудование и режимы электрических станций и подстанций	
<i>Н.С. Волкова, рук. В.М. Лапшин</i> Упрощенный метод проверки кабельных линий на невозгораемость	206
<i>Е.Ю. Парубец, рук. В.М. Лапшин</i> Система заземления TN в цепях собственных нужд электрических станций	208
<i>С.Н. Борисов, рук. А.М. Федотов, В.М. Лапшин</i> Математическая модель системы собственных нужд	210
<i>Р.С. Кутанин, рук. А.М. Федотов, В.М. Лапшин</i> Расчет параметров высоковольтных асинхронных двигателей	211
<i>А.М. Захаров, рук. А.А. Скоробогатов</i> Разработка программного интерфейса к лабораторной работе «Методы оперативного контроля короткозамкнутой обмотки ротора асинхронного электродвигателя»	212
<i>И.А. Козырев, рук. И.Н. Сулыненков</i> Проблемы и перспективы развития малой гидроэнергетики в России	214
<i>А.Н. Бычкова, рук. И.Н. Сулыненков</i> Анализ современных конструкций и областей применения сухих тоограанивающих реакторов	216
<i>Н.С. Тихонова, рук. И.Н. Сулыненков</i> Анализ современных компоновочных решений распределительных устройств	218
<i>В.В. Батаева</i> Индекс риска как показатель уровня региональной энергетической безопасности	220

<i>Н.В. Ушакова</i> Проблемы и перспективы развития технического обслуживания и ремонта с учетом технического состояния электрооборудования в России	222
<i>А.Р. Ахметшин, рук. А.И. Федотов</i> Моделирование трансформаторов с симметрирующей обмоткой для оценки их эффективности	223
<i>А.Д. Кунчинов, рук. Ю.П. Гусев</i> Методика расчета пульсаций тока поддерживающего заряда аккумуляторных батарей в системах оперативного постоянного тока	225
<i>А.А. Борисов, рук. Э.Н. Фоминич</i> Средства защиты антенно-фидерных систем от импульсных перенапряжений	227
<i>В.В. Сороко, рук. Ю.В. Бладыко</i> Расчет статики проводов с учетом термозависимых элементов	229
<i>М.А. Горбунцова, В.В. Авдонин, рук. В.С. Галуцак</i> МикроВЭС балконного типа с реконструкцией ветроколеса	231
<i>Д.С. Серебренников, А.С. Кудрявцев, рук. В.Г. Гольдштейн</i> Тепловизионная диагностика как эффективное средство мониторинга технического состояния силового трансформатора	232
<i>Я.В. Панова, рук. Ю.А. Секретарев</i> Превентивное управление на ГЭС с позиции применения системы поддержки принятия решений	233
<i>Г.С. Долгих, М.А. Востров, В.В. Сенько</i> Организация гарантированного питания комплексной системы безопасности на гидроэлектростанции	235
<i>С.А. Абдуллаева, рук. Т.К. Рафиева</i> Метод оценки целесообразности непрерывной диагностики линейных выключателей	237
<i>Х.К. Во, рук. Л.И. Пушкарева</i> Методика расчета параметров выключателей типовых схем	239
<i>А.В. Ерошенко, рук. Ю.П. Гусев</i> Применение информационных моделей в САПР собственных нужд подстанций	241
<i>Т.С. Борисова, рук. А.А. Скоробогатов</i> Обзор аналого-цифровых преобразователей устройств АСУ ТП	242
<i>И.Е. Корнеев, рук. А.А. Скоробогатов</i> Анализ методов и устройств контроля состояния короткозамкнутых обмоток роторов высоковольтных электродвигателей	244
<i>К.О. Кузьмикова, рук. А.В. Рассказчиков</i> Регулирование производительности газовых компрессоров	245
<i>О.В. Гарина, рук. А.В. Рассказчиков</i> Корректировка периодичности и трудоёмкости технического обслуживания и текущего ремонта электрооборудования подстанций ОАО «Газпром» по результатам диагностирования	247
Секция 19. Высоковольтная электроэнергетика и электротехника	
<i>Т.Е. Шадриков, рук. А.М. Соколов</i> Перспективы применения высоковольтных кабельных сетей повышенной частоты	250
<i>А.Д. Бачурина, рук. Т.Е. Шадриков, А.М. Соколов</i> Исследование КПД полупроводниковых преобразователей напряжения для электропередач с нетрадиционными параметрами токов и напряжений	252
<i>А.Ю. Дьячков, рук. Т.Е. Шадриков, А.М. Соколов</i> Исследование распределения напряжения по обмотке высоковольтного силового трансформатора повышенной частоты	254
<i>Н.В. Акимова, рук. С.Н. Горячкин</i> Метод расчета грозоупорности воздушных линий 110 – 220 кВ с тросами	256
<i>М.В. Акульшина, рук. Г.А. Филиппов</i> Контроль технического состояния высоковольтных вводов по значениям тангенса диэлектрических потерь	257
<i>Р.Н. Балобанов, рук. Д.К. Зарипов</i> Индикатор дефекта высоковольтной изолирующей конструкции	260
<i>К.Д. Белозерцева, рук. Н.Ф. Петрова</i> Требования к линейным выключателям в сетях высших классов напряжения	261

<i>Г.В. Власов, рук. Ю.А. Лаэров</i> О повышении грозоупорности ультракомпактных воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ	263
<i>А.А. Глотов, рук. Е.В. Иванова</i> Применение численных методов расчета при проектировании объектов электроэнергетики	265
<i>С.А. Занкович, рук. Ю.А. Лаэров</i> Подавление высокочастотных перенапряжений, воздействующих на кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена	266
<i>Д.Е. Иванов, рук. О.А. Баженов</i> Старение варисторов в процессе эксплуатации ОПН	268
<i>Н.А. Иванов, А.А. Казанцев, рук. А.А. Воронин</i> Устройство для защиты контактных систем вакуумных выключателей	270
<i>Д.Е. Иванов, рук. Ю.А. Митькин</i> Изменение характеристик внутренней изоляции силовых трансформаторов напряжением 35/6 кВ с большим сроком службы в эксплуатации	272
<i>А.А. Лисицын, рук. С.С. Шевченко</i> Качество электроэнергии в высоковольтной энергетике	274
<i>А.Д. Мальшева, рук. С.А. Словесный</i> Анализ компоновки элементов генератора импульсных токов для выбора рабочего места оператора	275
<i>А.Г. Назаров, М.В. Пантелеев, рук. Ю.А. Митькин</i> Движение коллоидных частиц в однородном электрическом поле в трансформаторном масле	277
<i>М.С. Палёха, рук. Н.Ф. Петрова</i> Защита электрооборудования подстанций от высокочастотных перенапряжений	279
<i>Н.М. Сороковик, рук. С.С. Шевченко</i> Разработка измерительного комплекса для оценки эффективности частотно-зависимого устройства	281
<i>А.С. Страхов, Ж.И. Абонга, рук. О.А. Баженов</i> Влияние третьей гармоники питающего напряжения на определение активной составляющей тока через ОПН	282
<i>Н.А. Швеи, рук. С.С. Шевченко</i> Расчет электрического и магнитного полей компактной ВЛЭП	284
<i>А.Ю. Шуркина, рук. О.С. Мельникова</i> Изменение статистических характеристик пробивных напряжений трансформаторного масла по результатам эксплуатационных испытаний	286
<i>А.Ю. Шуркина, рук. Г.А. Филиппов</i> Методы непрерывного контроля высоковольтной изоляции силовых трансформаторов	288
<i>Н.А. Фоменко, Н.В. Сиялов, рук. С.А. Словесный</i> Повышение помехоустойчивости электрического метода регистрации ЧР в изоляции электрооборудования	289
<i>Ж.И. Абонга, рук. А.В. Вихарев</i> Лабораторный стенд по изучению методов поиска места повреждения в силовых кабельных линиях	291
<i>Т.Е. Еремеева, рук. А.В. Вихарев</i> Особенности поиска места повреждений высоковольтных силовых кабелей	293
<i>А.В. Иванова, С.А. Зенькевич, рук. А.В. Вихарев</i> Развитие водных трингов в электрических кабелях с изоляцией из сшитого полиэтилена	295
<i>А.А. Жолобов, В.А. Блинов, рук. С.В. Воробьев</i> Анализ современных систем молниезащиты воздушных линий электропередачи	298
<i>А. Власов, Е. Богданов, И. Косоурова, рук. О.А. Баженов, М.Е. Тихов</i> Исследование характеристик вентиляльных разрядников с различным сроком эксплуатации	299
<i>А.А. Сахаров, рук. И.В. Ившин, Н.В. Денисова</i> Комплексное исследование трансформаторного масла	301
<i>А.М. Дубов, О.А. Баженов</i> Особенности выбора конденсаторов для импульсных установок	303

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

ДЕСЯТАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ СТУДЕНТОВ, АСПИРАНТОВ И МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ «ЭНЕРГИЯ-2015»

МАТЕРИАЛЫ КОНФЕРЕНЦИИ

Том 3

*Составитель Макаров А.В.
Компьютерная верстка Фомичевой А.В.
Печатается в авторской редакции*

Лицензия ИД № 05285 от 4 июля 2001 г.
Подписано в печать 31.03.2015. Формат 60x84 1/16.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 18,14.
Тираж 100 экз. Заказ № .
ГОУВПО «Ивановский государственный энергетический
университет им. В.И. Ленина»
153003, Иваново, ул. Рабфаковская, 34.

Отпечатано в УИУНЛ ИГЭУ.