МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ОАО «СИСТЕМНЫЙ ОПЕРАТОР ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»
ЮЖНО-РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ (НПИ) ИМЕНИ М.И. ПЛАТОВА

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЁЖИ

Научные труды
IV международной научно-технической конференции

14-18 октября 2013 года

Том 2

Новочеркасск
Лик
2013

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)
ББК 31:60.56 я43
Э 45

Ответственный редактор:
член-корреспондент Академии электротехнических наук РФ,
д-р техн. наук, проф. В.И. Нагай

Редакционная коллегия:
д-р техн. наук, проф. П. И. Бартоломей;
д-р техн. наук, проф. А.В. Богдан;
д-р техн. наук, проф. П. М. Ерохин;
д-р техн. наук, проф. А.С. Засыпкин;
д-р техн. наук, проф. Ю.Г. Кононов;
д-р техн. наук, проф. С.Л. Кужеков;
д-р техн. наук, проф. И.И. Надтока;
д-р техн. наук, проф. А. В. Паздерин;
д-р техн. наук, доц. Е.И. Сацук;
канд. техн. наук, доц. П.А. Васильев;
канд. техн. наук, доц. В.Ф. Лачугин;
канд. техн. наук, доц. В.М. Пасторов

Э 45 **Электроэнергетика глазами молодежи:** науч. тр. IV междунар. науч.-техн. конф., Т.2, г. Новочеркасск, 14-18 октября 2013 г. / Мин-во образования и науки РФ, Юж.-Рос. гос. политехн. ун-т (НПИ) имени М.И. Платова. – Новочеркасск: Лик, 2013. – 462 с.

ISBN 978-5-9947-0379-3

Во второй том сборника трудов включены статьи, принятые программным комитетом конференции и отражающие её основные направления: системная автоматика, релейная защита и противоаварийное управление электроэнергетических систем (ЭЭС); энергоэффективные технологии в ЭЭС; проблемы распределенной генерации; реализация рыночного механизма в электроэнергетике; технологии управления персоналом и проблемы подготовки специалистов для электроэнергетики.

В работе конференции приняли участие инженеры, ученые и специалисты отраслевых научно-исследовательских, проектных, эксплуатационных электроэнергетических организаций и компаний, а также академических институтов и высших учебных заведений электроэнергетического профиля России и других стран. Большой интерес вызвали доклады студентов, магистрантов, аспирантов, молодых учёных и специалистов.

Материалы сборника предназначены для научных работников и специалистов, связанных с управлением электроэнергетическими системами и будут полезны студентами и аспирантам электроэнергетического направления.

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)
ББК 31:60.56 я43

ISBN 978-5-9947-0379-3

© Министерство образования и науки РФ, 2013
© Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, 2013
© Авторы, 2013

Организаторы конференции

ОАО "Системный оператор Единой энергетической системы"

ФГБОУ ВПО "Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова"

при поддержке

журнал "ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ. Передача и распределение”

журнал "Региональная энергетика и энергосбережение”

журнал "Релейная защита и автоматизация”

журнал "Электрические станции”

журнал "Энергоэксперт”

журнал "Электричество”

журнал "Электромеханика”

журнал "Новости электротехники”

Российский национальный комитет CIGRE, молодежная секция

ОРГАНИЗАЦИОННЫЙ КОМИТЕТ КОНФЕРЕНЦИИ

СОПРЕДСЕДАТЕЛИ ОРГАНИЗАЦИОННОГО КОМИТЕТА:

Горбатенко Н.И., д-р техн. наук, профессор, первый проректор ЮРГПУ(НПИ) (Россия, Новочеркасск);

Ерохин П.М., д-р техн. наук, профессор, Советник заместителя председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» (Россия, Москва – Екатеринбург);

Нагай В.И., д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой электрических станций и электроэнергетических систем ЮРГПУ(НПИ) (Россия, Новочеркасск);

Разоренов Ю.И., д-р техн. наук, профессор, проректор по научной работе и инновационной деятельности ЮРГПУ(НПИ) (Россия, Новочеркасск);

Щербакова Л.И., д-р социол. наук, профессор, проректор по образовательной деятельности ЮРГПУ(НПИ) (Россия, Новочеркасск).

ЧЛЕНЫ ОРГКОМИТЕТА:

Аюев Б.И., д-р техн. наук, председатель Правления ОАО «СО ЕЭС» (Россия, Москва);

Белотелов А.К., канд. техн. наук, Президент Некоммерческого партнерства «Содействие развитию релейной защиты, автоматики и управления в электроэнергетике», главный редактор журнала «Релейная защита и автоматизация», заместитель генерального директора ЗАО «ОРЗАУМ» (Россия, Москва);

Березкин Е.Д., канд. техн. наук, доцент кафедры электрических станций и электроэнергетических систем ЮРГПУ(НПИ) (Россия, Новочеркасск);

Боровиков Ю.С., канд. техн. наук, доцент, проректор-директор энергетического института, заведующий кафедрой электроэнергетических систем Национального исследовательского Томского политехнического университета (Россия, Томск);

Бураков И.Ф., доцент кафедры электрических станций и электроэнергетических систем ЮРГПУ(НПИ) (Россия, Новочеркасск);

Воропай Н.И., чл.-корр. РАН, д-р техн. наук, профессор, директор Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН (Россия, Иркутск);

Гофман А.В., руководитель Оргком-та Молодежной секции РНК СИГРЭ (Россия, Москва).

Джагаров Н.Ф., д-р наук, профессор кафедры электроснабжения и электрооборудования, Технический университет-Варна (Болгария, Варна);

Михайленко Ф.В., советник Генерального директора филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга (Россия, Пятигорск);

Мохор В.В., д-р техн. наук, профессор, главный научный сотрудник Института проблем моделирования в энергетике им. Г.Е. Пухова НАН Украины (Украина, Киев);

Пузин В.С., канд. техн. наук, начальник управления по научной работе и инновационной деятельности ЮРГПУ(НПИ) (Россия, Новочеркасск);

Сарры С.В., канд. техн. наук, доцент кафедры электрических станций и электроэнергетических систем ЮРГПУ(НПИ) (Россия, Новочеркасск);

Скубиенко С.В., канд. техн. наук, доцент, и.о. декана энергетического факультета ЮРГПУ(НПИ) (Россия, Новочеркасск);

Федоров В.Н., начальник Управления инновационной, технической политики и повышения энергоэффективности Департамента технологического развития и инноваций ОАО «Россети» (Россия, Москва);

Чеклецова С.П., заместитель директора по общим вопросам ОАО «СО ЕЭС» ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала (Россия, Москва - Екатеринбург);

Чмыхалов Г.Н., канд. техн. наук, доцент кафедры электрических станций и электроэнергетических систем ЮРГПУ(НПИ) (Россия, Новочеркасск);

Шишкин С.В., генеральный директор филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга (Россия, Пятигорск);

Шульгинов Н.Г., канд. техн. наук, первый заместитель Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» (Россия, Москва).

ПРОГРАММНЫЙ КОМИТЕТ КОНФЕРЕНЦИИ

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ ПРОГРАММНОГО КОМИТЕТА

Нагай В.И., д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой электрических станций и электроэнергетических систем ЮРГПУ(НПИ) (Россия, Новочеркасск).

ЧЛЕНЫ ПРОГРАММНОГО КОМИТЕТА:

Арцишевский Я.Л., канд. техн. наук, доцент кафедры релейной защиты и автоматизации энергосистем Национального исследовательского университета МЭИ (Россия, Москва);

Бартоломей П.И., д-р техн. наук, профессор кафедры автоматизированных электрических систем Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина (Россия, Екатеринбург);

Богдан А.В., д-р техн. наук, профессор кафедры электротехники, теплотехники и возобновляемых источников энергии Кубанского государственного аграрного университета (Россия, Краснодар);

Ванин В.К., д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой электрических станций и автоматизации энергетических систем Санкт-Петербургского государственного политехнического университета (Россия, Санкт-Петербург);

Вайнштейн Р.А., канд. техн. наук, доцент кафедры электроэнергетических систем Национального исследовательского Томского политехнического университета (Россия, Томск);

Ведерников А.С., д-р техн. наук, заведующий кафедрой электрических станций Самарского государственного технического университета (Россия, Самара);

Воротницкий В.Э., д-р техн. наук, профессор, главный научный сотрудник отдела энергоэффективности ОАО «Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы» (Россия, Москва);

Гольдштейн В.Г., д-р техн. наук, профессор кафедры автоматизированных электроэнергетических систем Самарского государственного технического университета (Россия, Самара);

Дони Н.А., канд. техн. наук, директор по науке НПП «ЭКРА», (Россия, Чебоксары);

Ерохин П.М., д-р техн. наук, профессор, Советник заместителя Председателя Правления ОАО «СО ЕЭС» (Россия, Москва – Екатеринбург);

Ефимов Н.Н., д-р техн. наук, заведующий кафедрой тепловых электрических станций и теплотехники ЮРГПУ(НПИ) (Россия, Новочеркасск);

Жарков Ю.И., д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой автоматизированных систем электроснабжения Ростовского государственного университета путей сообщения (Россия, Ростов-на-Дону);

Засыпкин А.С., д-р техн. наук, профессор кафедры электрических станций и электроэнергетических систем ЮРГПУ(НПИ) (Россия, Новочеркасск);

Исаев В.В., директор департамента РЗА подстанции НПП «ЭКРА», (Россия, Чебоксары);

Колосок И.Н., д-р техн. наук, профессор, ведущий научный сотрудник Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева Сибирского отделения РАН (Россия, Иркутск);

Кононов Ю.Г., д-р техн. наук, доцент, директор Института электроэнергетики, электроники и нанотехнологий Северо-Кавказского федерального университета (Россия, Ставрополь);

Кужеков С.Л., д-р техн. наук, профессор кафедры электрических станций и электроэнергетических систем ЮРГПУ(НПИ) (Россия, Новочеркасск);

Кучеров Ю.Н., д-р техн. наук, начальник Департамента технического регулирования ОАО «СО ЕЭС» (Россия, Москва);

Лачугин В.Ф., канд. техн. наук, заведующий лабораторией информационно-измерительных и управляющих систем в электроэнергетике ОАО «ЭНИН» (Россия, Москва);

Линт М.Г., к.т.н., научный редактор журнала "Электроэнергия. Передача и распределение", директор по стратегическому развитию ООО "Исследовательский Центр "Бреслер" (Россия, Москва);

Махнитко А.Е., д-р инж. наук, профессор Рижского технического университета (Латвия, Рига);

Надтока И.И., д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой электроснабжения промышленных предприятий и городов ЮРГПУ(НПИ) (Россия, Новочеркасск);

Назарычев А.Н., д-р техн. наук, профессор, проректор по научной работе Петербургского энергетического института повышения квалификации (Россия, Санкт-Петербург);

Нудельман Г.С., канд. техн. наук, профессор, заведующий кафедрой теоретических основ электротехники и релейной защиты Чувашского государственного университета им. И.Н. Ульянова (Россия, Чебоксары);

Паздерин А.В., д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой автоматизированных электрических систем Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина (Россия, Екатеринбург);

Пасторов В.М., канд. техн. наук, заместитель начальника службы тренажерной подготовки персонала филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга (Россия, Пятигорск);

Савельев В.А., д-р техн. наук, профессор кафедры электрических станций, подстанций и диагностики электрооборудования Ивановского государственного энергетического университета (Россия, Иваново);

Сацук Е.И., д-р техн. наук, начальник службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики ОАО «СО ЕЭС» (Россия, Москва);

Сивокобыленко В.Ф., д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой электрических станций Донецкого национального технического университета (Украина, Донецк);

Суворов А.А., канд. техн. наук, доцент кафедры автоматизированных электрических систем Уральского федерального университета имени первого Президента России Б.Н. Ельцина (Россия, Екатеринбург);

Тасев Н.В., д-р наук, кафедра электроэнергетики ТУ–Варна (Болгария);

Тропин В.В., д-р техн. наук, профессор кафедры применения электрической энергии Кубанского государственного аграрного университета (Россия, Краснодар);

Туманин А.Е., начальник отдела инновационной политики, энергоэффективности и реализации инфраструктурных проектов Управления инновационной, технической политики и повышения энергоэффективности Департамента технологического развития и инноваций ОАО «Россети» (Россия, Москва);

Фишов А.Г., д-р техн. наук, профессор, заведующий кафедрой автоматизированных электроэнергетических систем Новосибирского государственного технического университета (Россия, Новосибирск);

Чукреев Ю.Я., д-р техн. наук, директор института социально-экономических и энергетических проблем Севера Коми научного центра Уральского отделения РАН (Россия, Сыктывкар);

Шуин В.А., д-р техн. наук, профессор кафедры автоматического управления электроэнергетическими системами Ивановского государственного энергетического университета (Россия, Иваново);

Шурупов А.А., канд. техн. наук, заведующий отделом подстанционных защит НПП «ЭКРА», (Россия, Чебоксары)

УДК 621.311.001

ПРИМЕНЕНИЕ ДЕТАЛИЗИРОВАННЫХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОВЕРКИ УСТРОЙСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ В «ЗАМКНУТОМ ЦИКЛЕ»

М.В. Андреев, Н.Ю. Рубан
Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Основное оборудование электроэнергетических систем (ЭЭС) (генераторы, трансформаторы, линии электропередачи, электродвигатели и др.) неразрывно взаимосвязано в процессе производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии. Вследствие этого крайне невыгодным, как с экономической, так и с технологической точки зрения, является необоснованное его отключение или выход из строя. Данное обстоятельство зависит от надежности и эффективности функционирования устройств релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА). Однако, согласно обобщенной статистике причин аварийности в ЭЭС, примерно 25% всех тяжелых аварий происходит из-за неправильных действий РЗ и ПА, к тому же в 50 - 70% случаев по этой же причине обычный аварийный режим переходит в тяжелую системную аварию [1].

На рис. 1 и 2 представлена статистика основных причин неправильных действий РЗ и ПА в период с 2008 по 2012 годы в процентах [2 - 4]:

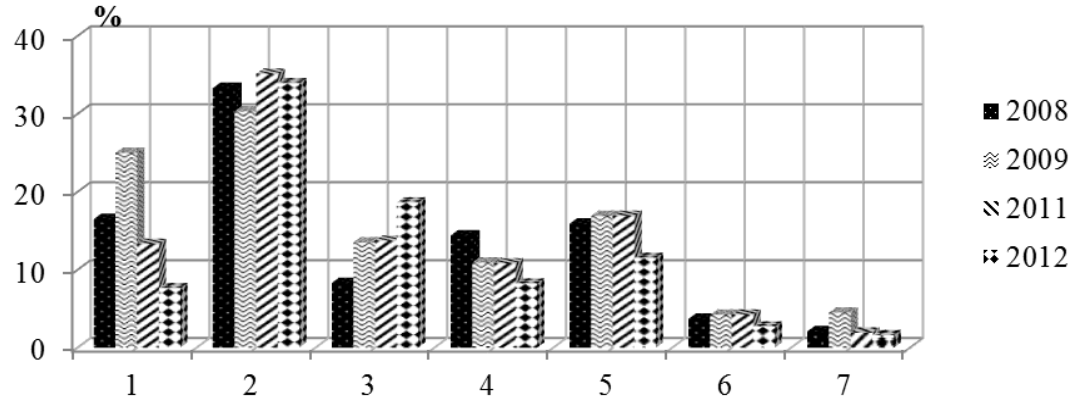


Рис. 1. Обобщенная статистика причин неправильного действия РЗ и ПА в период 2008 - 2012 гг.: 1 – доля виновности персонала; 2 – дефекты и неисправности аппаратуры; 3 – неисправность цепей; 4 – ошибки в схемах и уставках; 5 – старение устройств и контрольных кабелей; 6 – ошибки персонала при операциях с коммутационными устройствами РЗА и ошибки, приводящие к отключению при работах на панелях и в цепях устройств РЗА; 7 – нарушение требований директивных материалов и инструкций

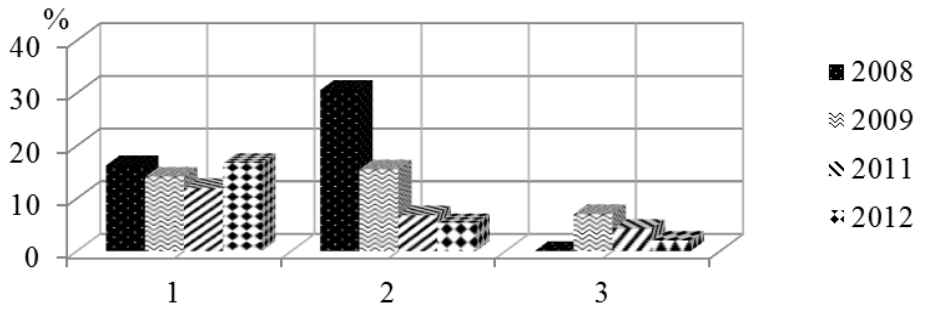


Рис. 2. Обобщенная статистика причин неправильного действия микропроцессорных устройств РЗ и ПА в период 2008 – 2012 гг.:
1 – ошибки в аппаратной части; 2 – ошибки в логической части или алгоритмах;
3 – причина не выяснена

Что касается неправильной настройки РЗ и ПА (рис. 1, п. 4), то здесь ситуация в целом изменяется мало, поскольку парк РЗ и ПА в нашей стране по прежнему преимущественно (примерно на 80%) состоит из устройств на электромеханической и электронной элементных базах, а внедрение цифровых устройств ведется довольно медленно и равномерно. Существующие же методики расчета уставок разработаны много лет назад и зачастую не адаптированы под использование в современных энергосистемах, включающих в свой состав устройства FACTS, системы передачи постоянного тока, возобновляемые источники энергии и т.д. Более детально проблема неправильной настройки и способы ее минимизации рассмотрены авторами в [5, 6].

Значительных успехов удалось добиться в решении проблемы повышения программно-аппаратной надежности (рис. 1, п. 2; рис. 2, п. 1, 2) функционирования РЗ и ПА. Это стало возможным благодаря появлению и развитию средств математического моделирования процессов и режимов в ЭЭС: Real Time Digital Simulator (RTDS), Power Grid Real Time Digital Hardware in the Loop Simulator (eMEGASim), Всережимного моделирующего комплекса реального времени ЭЭС (ВМК РВ ЭЭС) и др., которые позволяют осуществлять проверку в «замкнутом цикле» [7-9] устройств РЗ и ПА в условиях близких к реальным условиям их функционирования. С помощью подобных испытаний проверяется как аппаратная часть, так и внутренние алгоритмы (логическую часть) РЗ и ПА. В странах Европы и Америки практика таких испытаний развита весьма широко, однако, в России она лишь начала внедряться.

Наличие же в подобных комплексах адекватных математических моделей средств РЗ и ПА, достаточно полно и достоверно воспроизводящих процессы в конкретных их реализациях и в измерительных трансформаторах тока (ИТТ) и напряжения (ИТН) – детализированных моделей, разрабатываемых, в частности, авторами данной статьи, позволит повысить эффективность проверки устройств РЗ и ПА в «замкнутом цикле» за счет возможности проведения детального анализа их ключевых функциональных звеньев, а также отслеживания реакции реального устройства и модели на изменения в ЭЭС и достоверно выявлять причины несоответствия в случае его появления. Кроме того максимальной становится эффективность настройки РЗ и ПА, а также проверки их алгоритмов.

Анализ обозначенных выше комплексов моделирования ЭЭС показал отсутствие в них подобных моделей, что делает актуальной задачу их разработки.

Схема реализации данной идеи приведена на рис. 3.

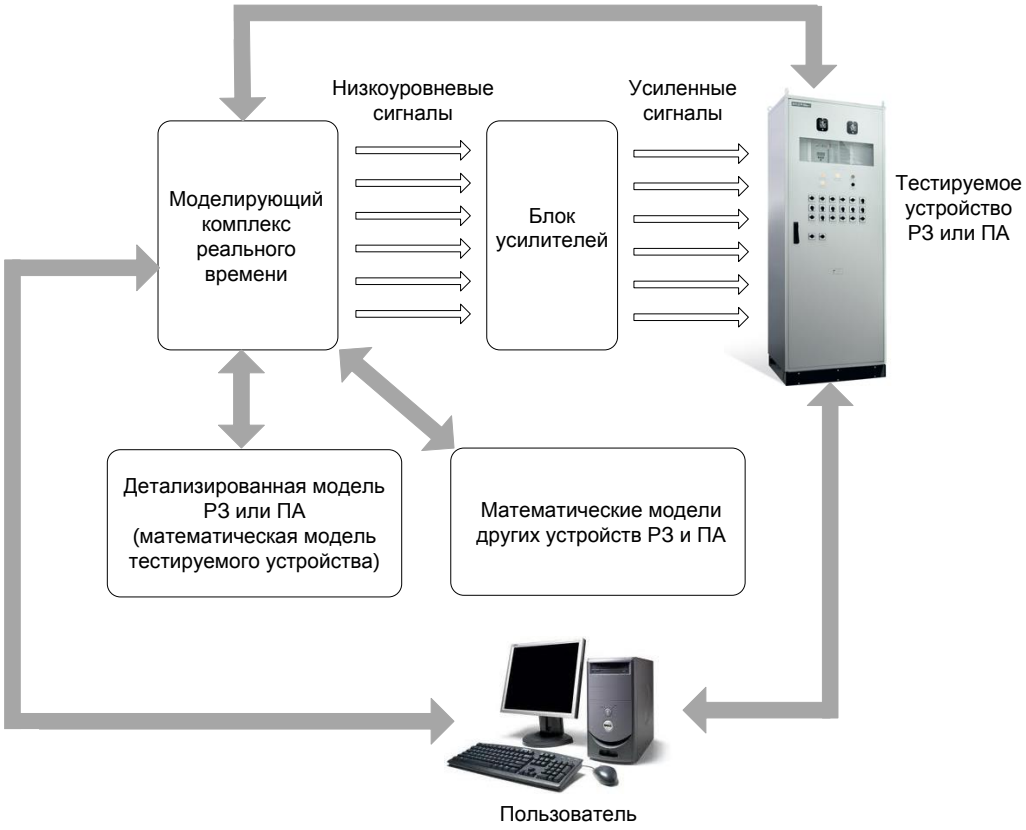


Рис. 3. Схема реализации проверки РЗ и ПА в «замкнутом цикле» с использованием их детализированных моделей

В настоящее время уже реализованы детализированные модели дифференциальной защиты трансформаторов (ДЗТ) и дифференциально-фазной защиты линии (ДФЗ), успешно прошедшие испытания в различных режимах работы ЭЭС с использованием данных, полученных в ВМК РВ ЭЭС. Следующим шагом планируется организовать стенд для проверки в «замкнутом цикле» данных защит с использованием синтезированных моделей и ВМК РВ ЭЭС, либо RTDS.

Работа выполнена в рамках государственного задания «Наука» 7.2826.2011.

Литература

1. Гуревич В.И. Проблемы оценки надежности релейной защиты // Электричество – 2011. – №2. – С. 28-31.
2. Коновалова Е.В., Сахаров С.Н. Устройства РЗА в ЕНЭС. Основные результаты работы // Новости в электротехники. – 2008. – №4 (52). – С. 50.
3. Кузьмичев В.А., Коновалова Е.В., Сахаров С.Н., Захаренков А.Ю. Ретроспективный анализ работы устройств РЗА в ЕНЭС // Релейная защита и автоматизация. –2012. – №01 (06). – С. 60-65.
4. Кузьмичев В.А., Сахаров С.Н. Анализ работы устройств РЗА ЕНЭС в 2012 году // Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России: сборник тезисов докладов международной науч.-практич. конф. и выст., 23-26 апреля 2013г. – Чебоксары: РИЦ «СРЗАУ», 2013. – С. 56-57.
5. Андреев М.В., Боровиков Ю.С. Оптимизация уставок дифференциальных защит трансформаторов и автотрансформаторов с помощью их адекватных математических моделей // Современные проблемы науки и образования, 2013. – №3 [Электронный ресурс]: режим доступа: http://www.science-education.ru/109-9343, свободный, 11.06.2013.

6. Рубан Н.Ю. Математическое моделирование органа сравнения фаз дифференциально-фазной защиты ДФЗ-201 // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды международной науч.-технич. конф., 21-25 ноября 2011г. – Самара: СамГТУ, 2011. – С. 88-91.
7. Urban Rudež, Peter Osredkar, Rafael Mihalič. Overcurrent protection-relay testing with Real-Time Digital Simulator Hardware // ELEKTROTEHNIŠKI VESTNIK 79 (1-2): 25-30, 2012 (English edition).
8. Octavian Craciun, Adrian Florescu, Iulian Munteanu, Antoneta Iuliana Bratcu, Seddik Bacha, Daniel Radu. Hardware-in-the-loop simulation applied to protection devices testing // Electrical Power and Energy Systems. – V. 54. – Jenuary 2014. P. 55-64
9. Prokhorov A., Borovikov Yu., Gusev A. Hardware-in-the-Loop Testbed Based on Hybrid Real Time Simulator // IEEE Innovative Smart Grid Technologies Europe, Copenhagen, 2013 (submitted)

УДК 621.316.925

БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩАЯ СЕЛЕКТИВНАЯ ЗАЩИТА НИЗКОВОЛЬТНЫХ КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДУСТРОЙСТВ

Р.И. Беличенко, В.И. Беличенко
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, Новочеркасск

К низковольтным комплектным распредустройствам относятся установки напряжением 0,4 - 6 кВ собственных нужд электрических станций, а также главные распределительные щиты автономных энергосистем, в частности судовых. Судовой электроэнергетической системой (СЭЭС) называется совокупность судовых электротехнических устройств, объединенных процессом производства, преобразования и распределения электроэнергии и предназначенных для питания судовых приемников (потребителей) электроэнергии. Судовой электростанцией принято называть совокупность источников электроэнергии с главным распределительным щитом (ГРЩ), к которому они подключены. Электрическая сеть состоит из линий электропередачи и электрораспределительных щитов.

Во время эксплуатации СЭЭС должна быть обеспечена быстрая и надежная защита всех элементов судовых электроэнергетических систем от ненормальных режимов работы (от короткого замыкания или перегрузки). Защита сетей от таких режимов осуществляется автоматическими выключателями (автоматами) или предохранителями.

Существующие защиты СЭЭС от коротких замыканий строятся на принципе максимальных токовых со ступенчатой выдержкой времени. При этом выдержка времени защиты, установленной на присоединениях, питающих ГРЩ, может превышать одну секунду. ГРЩ является самым ответственным участком СЭЭС (аналогично сборным шинам генераторного напряжения на электростанциях высоковольтных энергосистем), поэтому отключение с такой выдержкой времени тока короткого замыкания на шинах ГРЩ, величина которого составляет десятки кА, может привести к непоправимым последствиям. Особую опасность представляют дуговые замыкания, которые возникают через несколько десятков миллисекунд после металлического короткого замыкания. Металлическая закоротка либо перегорает, ли-

бо выталкивается из места КЗ электродинамической силой. Электрическая дуга устойчиво горит, поскольку максимальная токовая защита не срабатывает. В результате может возникнуть пожар, приводящий к значительному материальному ущербу. Единственной защитой, позволяющей отключать КЗ на сборных шинах без выдержки времени, является дифференциальная.

Одним из основных требований дифференциальных защит сборных шин является выполнение датчиков тока с одинаковым коэффициентом преобразования. При этом, если учесть то обстоятельство, что на всех фидерах должны устанавливаться датчики тока, рассчитанные на номинальный ток наиболее мощного присоединения, габариты датчиков тока могут оказаться недопустимо большими для ряда маломощных фидеров. Установка традиционных трансформаторов тока в низковольтных комплектных распредустройствах не представляется возможным. С целью уменьшения габаритов датчиков тока предложен датчик, у которого вторичная обмотка располагается на сердечнике из немагнитного материала, облегающем токоведущую шину, в литературе известный как воздушный трансформатор тока (рис. 1)

Такой датчик обладает линейной зависимостью вторичного напряжения от первичного тока во всем диапазоне его изменения, поэтому дифференциальная защита, выполненная с применением таких датчиков, будет иметь токи небаланса значительно меньшие, нежели защита на трансформаторах тока, подверженных насыщению. К недостатку воздушных трансформаторов тока следует отнести появление наведенной ЭДС от внешних магнитных полей соседних шин. Применение ферромагнитного экрана позволяет снизить эти наводки, к тому же экран можно использовать в качестве сердечника трансформатора для питания оперативных цепей защиты. Таким образом, реализуется комбинированный датчик тока, содержащий измерительный канал и источник питания для электронных устройств защиты.

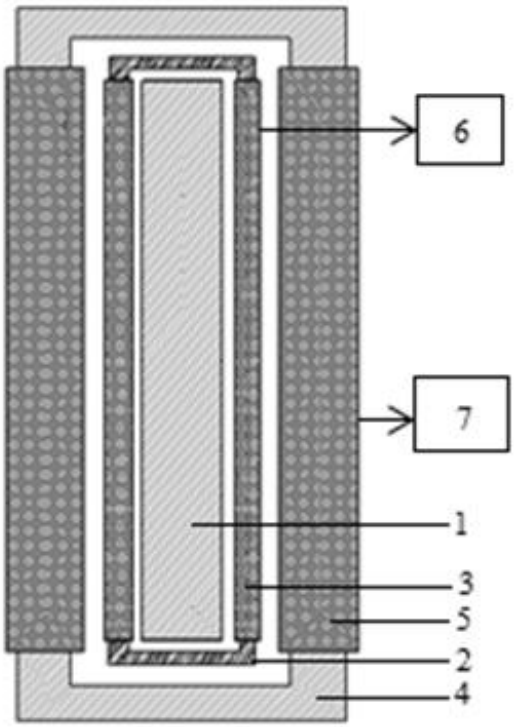


Рис. 1. Комбинированный датчик тока
1 – токоведущая шина; 2 – сердечник из немагнитного материала; 3 – измерительная обмотка; 4 – ферромагнитный экран; 5 – обмотка источника оперативного питания; 6 – усилитель-преобразователь; 7 – блок питания

Конструкция рассмотренного выше датчика тока позволяет устанавливать на каждом присоединении комплектного распредустройства датчик соответствующего типоразмера, рассчитанный на номинальный ток присоединения, без изменения конфигурации и габаритов распредустройства. На рис. 2 представлена структурная схема дифзащиты, построенной на базе датчиков тока, выполненных на номинальный ток фидера.

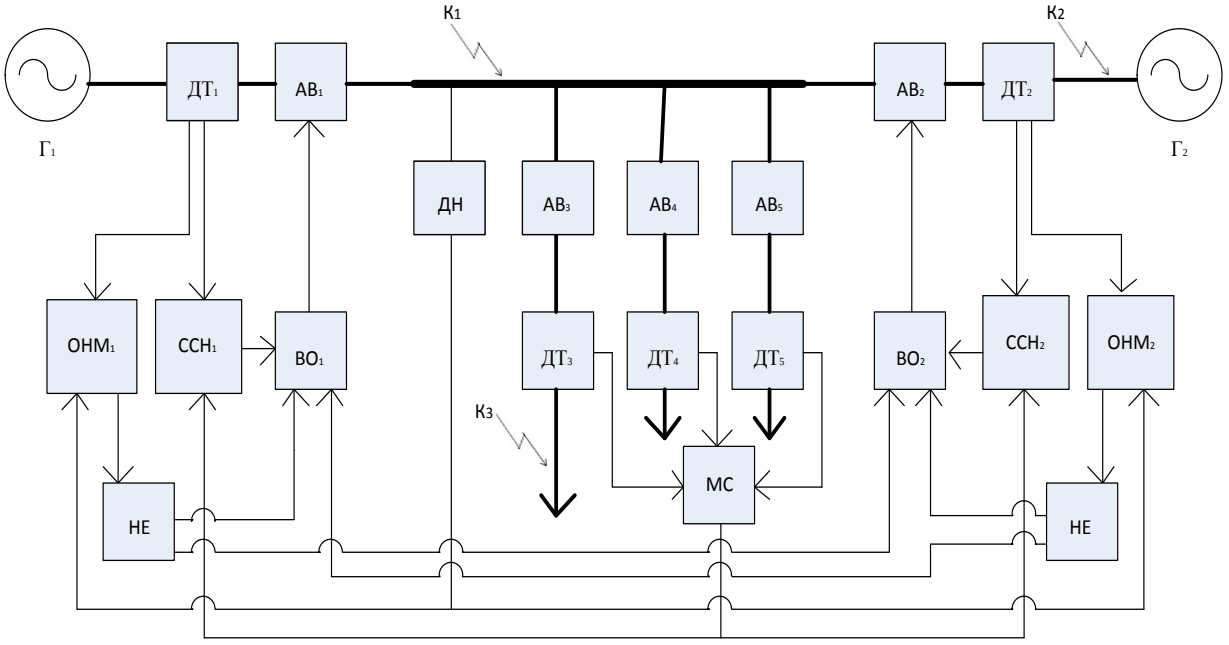


Рис. 2. Структурная схема дифзащиты с торможением от максимального селектора
Г – синхронный генератор; ДТ – датчик тока; АВ – автоматический выключатель; ДН – датчик напряжения; ОНМ – орган направления мощности; ССН – схема сравнения напряжений; ВО – выходной орган; МС – максимальный селектор

К датчикам тока питающих присоединений ДТ1, ДТ2 подключены схемы сравнения напряжений ССН1 и ССН2 и органы направления мощности ОМН1 и ОМН2. Датчики тока питаемых присоединений ДТ3 – ДТ5 включены по схеме максимального селектора МС, тормозной сигнал с выхода которого подается на все схемы сравнения напряжений. Со схем сравнения напряжений и органов направления мощности подаются сигналы на выходные органы ВО1 и ВО2, которые дают команду на отключение автоматическим выключателям АВ1 и АВ2 питающих присоединений.

Для анализа поведения защиты рассмотрим случаи возникновения КЗ в наиболее характерных точках *К1, К2, К3*. При КЗ в точке *К1* сигналы на выходах датчиков тока *ДТ1, ДТ2*, пропорциональны токам КЗ, а сигнал на выходе максимального селектора пропорционален току подпитки фидера с максимальной кратностью $I_{ПОДП} / I_{НОМ}$.

Указанные сигналы подаются на схемы сравнения напряжений, срабатывание которых происходит при условии:

$$I_P - I_T K_T \geq I_{СР.О} \ ,$$

где I_P и I_T – рабочий и тормозной токи соответственно; K_T – коэффициент торможения, выбирается из условия отстройки защиты от внешних повреждений с учетом погрешностей датчиков тока; $I_{СР.О}$ – начальный ток срабатывания защиты, который вводится для отстройки от погрешностей датчиков тока и каналов передач в номинальном режиме (рис. 3).

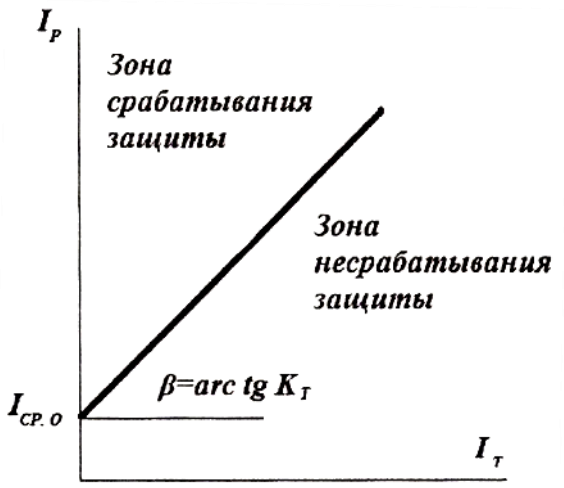


Рис. 3. Тормозная характеристика защиты

При коротких замыканиях на любом из питающих присоединений в точке *К2* защита блокируется одним из органов направления мощности. При КЗ на отходящем фидере в точке *К3* все схемы сравнения надежно тормозятся и защита не срабатывает.

Литература

1. Минэнерго. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. 14-е изд.: Энергоатомиздат, 1989. – С. 288.
2. Чернобровов Н. В., Семенов В. А. Релейная защита энергетических систем. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – С. 800.
3. Овчаренко Н.И. Микропроцессорные комплексы релейной защиты и автоматики распределительных электрических сетей. – М., 1999. – С. 64.
4. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – С. 648.
5. Дорошев К.И. Комплектные распределительные устройства 6-35 кВ. – М.: Энергоиздат, 1982. – С. 376 .
6. Яковлев Г.С. Судовые электроэнергетические системы.: Судостроение, 1987. – С. 272.

УДК 621.318.57

РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭЭС

Р.С. Бурим
Филиал ОАО «СО ЕЭС»
«Региональное диспетчерское управление энергосистемами Ростовской области и Республики Калмыкия», г. Ростов-на-Дону

Известно, что микропроцессорная техника позволяет более просто и изящно реализовывать те алгоритмы релейной защиты и автоматики, которые были задуманы в "век электромеханики". Также известно, что массовое внедрение цифровых

коммуникационных интерфейсов в микропроцессорные устройств, представляет возможность организовывать единое информационное пространство в рамках одного и даже нескольких энергообъектов. Позволяет ли совокупность указанных факторов повысить быстродействие, чувствительность и селективность защит? Безусловно, да. И это доказано не одним примером. Однако не стоит забывать, что количественно новый объём информации может обрабатываться и более качественно - с опорой на ранее неиспользовавшиеся или редко использовавшиеся способы математической обработки сигналов. В свою очередь, последние могут быть полезными в создании адаптивных защит – защит, техническое совершенство которых не меняется в зависимости от режима работы защищаемого элемента.

Рассмотрим преимущества микропроцессорных реле. Они позволяют:

- записывать и потом воспроизводить для анализа аварийной ситуации режимы, непосредственно предшествовавшие аварии и в течение аварии;

- позволяют с помощью подключенного компьютера изменять уставки срабатывания и переходить с одной характеристики на другую чисто программными средствами, что очень удобно;

- передавать всю информацию об их состоянии на удалённые диспетчерские пункты через специальные каналы связи;

- позволяют менять конфигурацию комплекта релейной защиты: включать и отключать отдельные реле, чисто программными средствами с помощью подключенного внешнего компьютера. Это действительно удобнее, чем устанавливать дополнительные реле и переделывать монтаж в панелях релейной защиты. Но возникает вопрос: как часто приходится обращаться к таким операциям? Один (или два в самом неблагоприятном случае) раза за весь срок службы реле (25-30 лет);

- одно небольшое по размерам микропроцессорное реле может заменить целую группу обычных электромеханических реле, что экономически выгодно. Особенно это относится к сложным защитам типа дистанционных. Благодаря этому можно сэкономить дорогостоящие площади, занимаемые шкафами с релейной защитой. Действительно, сложные микропроцессорные реле занимают площади для монтажа в 5-10 раз меньше, чем аналогичный по функциональным возможностям комплект обычных реле;

- позволяют реализовывать значительно более высокую чувствительность к аварийным режимам, чем электромеханические реле. Но во многих случаях бывает избыточной чувствительность даже обычных электромеханических или аналоговых электронных реле и их приходится искусственно загрублять;

- более высокая надёжность статических микропроцессорных по сравнению с электромагнитными реле, содержащими механически перемещающиеся элементы;

В микропроцессорных реле практически все электронные элементы находятся под воздействием приложенного напряжения. Часть элементов постоянно находится в режиме генерации сигналов.

Некоторые компоненты (например, электролитические конденсаторы) усиленно стареют при постоянном воздействии рабочего напряжения. Что касается микросхем - основных активных элементов микропроцессорных реле, то именно они являются причиной большинства отказов реле. [2]

Не удивительно поэтому, что исследования привели к выводу о том, что надёжность микропроцессорных реле ниже, чем электромеханических и полупроводниковых статических реле. Компоненты микропроцессорных реле выходят из строя чаще, чем элементы реле других видов. При этом отмечается, что имеющиеся в сложных микропроцессорных реле внутренний мониторинг исправности не спасает дело, так как, во-первых, это мониторинг только основных режимов крупных функциональных блоков, а не исправности элементов, а во-вторых, информация о выводе из строя какого-то блока реле поступает к персоналу уже после того, как состоялся отказ реле. То есть наличие такой внутренней самодиагностики не увеличивает надёжность реле.

Это были так называемые "преимущества" микропроцессорных реле защиты. Рассмотрим далее их недостатки, к ним можно отнести следующее:

- влияние на работу реле электромагнитных возмущений со стороны питающей сети: (внезапная потеря оперативного питания во время работы реле, вызванная перегрузкой или коротким замыканием в сети, попаданиями молнии и др.; электромагнитные шумы или помехи в цепях питания и во входных цепях реле, несимметричные режимы в сети и режимы связанные с провалами напряжения и с длительным понижением; перенапряжения в сетях, вызванные сбросом нагрузки или импульсные коммутационные перенапряжения, которые могут проникнуть в реле через питающую сеть и привести к повреждениям внутренних элементов реле и его полному отказу);

- микропроцессорные системы релейной защиты, особенно сложные, например такие, как дистанционные, не всегда адекватно ведут себя при сложных авариях;

- информационная избыточность. Многие реле имеют среди параметров для уставок множество таких, которые не являются однозначно необходимыми и только загромождают и без того сложную процедуру настройки реле. Такая избыточность приводит к резкому возрастанию вероятности ошибки и увеличения веса так называемого "человеческого фактора";

Проблемы связанные этим фактором возрастают многократно, если одной и той же группе людей приходится обслуживать реле разных производителей, имеющих различные программы, интерфейсы, принципы выбора уставок. [1]

Несмотря на отмеченные недостатки и проблемы, тенденции развития релейной защиты таковы, что широкое и возрастающее применение микропроцессорных реле защиты неизбежно. В связи с этим энергетические компании должны чётко представлять те трудности и проблемы, с которыми им придётся столкнуться и заблаговременно принять все необходимые меры. [2]

На данный момент нужно поставить задачу по разработке и внедрению в практику комплекса мероприятий, повышающих эффективность и надёжность устройств и систем РЗА. При этом стоит отметить, что, как правило, способы улучшения показателей надёжности одного вида отрицательно влияют на показатели другого вида.

Разработка и реализация комплекса мероприятий, обеспечивающих повышение уровня надёжности новых систем РЗА, по сравнению с системами, используемыми в настоящее время, является актуальной задачей. При её решении особое внимание следует уделить проблеме повышения эксплуатационной надёжности.

Разработка и внедрение в практику чётких и сравнительно простых методик оценки надёжности и эффективности потребует времени и средств, но эту работу необходимо выполнить, так как это позволит обоснованно решать вопросы инвестиций при осуществлении различных проектов.

Необходимо использовать новые методики расчётов. При выполнении расчётов должно учитываться влияние на надёжность и эффективность систем РЗА решений по дальнему и ближнему резервированию, наличие устройств АПВ, УРОВ и других моментов, способных в какой-то степени скомпенсировать те негативные последствия, которые будут вызваны отказами защиты и повреждениями выключателей. При оценке предложений по структурному резервированию систем РЗА необходимо принимать во внимание причины, которые могут привести к одновременным отказам всех устройств. Это означает, например, что для двух взаимно резервирующих устройств защиты коэффициент неготовности системы будет определяться как:

$$Q_{\Sigma} = \frac{\mathrm{Qi}^2}{K}$$

где Q_i – коэффициент неготовности каждого из взаимно резервируемых устройств (блока). $\mathrm{K} \leq 1$ – коэффициент, учитывающий взаимозависимость функционирования каналов и существование общих причин неправильных действий α.

Для повышения эффективности эксплуатации РЗА необходимо разработать и внедрить в практику апробированную систему ТО устройств МП РЗА и их ремонта. Статистические данные показывают, что подавляющее количество отказов в функционировании устройств релейной защиты – это ложные и излишние срабатывания. Именно эти виды неправильных действий защиты наносят наибольший ущерб. Отказы в функционировании релейной защиты сопровождаются убытками, которые соизмеримы с потерями из-за повреждений самого надёжного элемента силовой схемы сети – линии электропередачи.

Для повышения эффективности эксплуатации РЗА необходимо разработать и внедрить в практику апробированную систему ТО устройств МП РЗА и их ремонта.

В некоторых энергосистемах для повышения надёжности нужно включать на параллейную работу и микропроцессорные, и электромеханические реле. При анализе аварийных ситуаций неоднократно оказывалось, что электромеханическое реле срабатывало и отключало выключатель до того, как успевало отреагировать микропроцессорное реле. Цепи питания микропроцессорных реле должны иметь полную гальваническую изоляцию от электрической сети, например, за счёт использования системы мотор-генератор. Если по экономическим причинам это невозможно, должны быть использованы мощные высокочастотные фильтры и ограничители напряжений во всех ступенях цепей питания, цепей тока и напряжения. Реле должны быть установлены в полностью металлических шкафах, изготовленных по специальной высокочастотной технологии. Необходимо принять специальные меры по снижению сопротивления цепей заземления, разделению цепей заземления высокочувствительной электронной аппаратуры и силовой высоковольтной.

Литература

1. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – С. 151-164.
2. Овчаренко Н.И. Микропроцессорная релейная защита и автоматика. – М.: НТФ "Энергопрогресс", 2007. – С. 25-43.

УДК 621.316

НЕЧЕТКИЕ АЛГОРИТМЫ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЗАЩИТЫ ОТ ОЗЗ

Г.В. Вагапов, Л.И. Абдуллин
Казанский государственный энергетический университет, г. Казань

На сегодняшний день наблюдается все возрастающий интерес к построению систем РЗ на альтернативных принципах управления. Одной из причин данной тенденции является повсеместное усложнение как самих энергосистем в количественном и топологическом планах, так и РЗ, обслуживающих эти энергосистемы. В качестве второй причины можно указать, что «согласно концепции Smart Grid будущая сеть уже не будет иметь иерархическую структуру и крупные потребители будут в ней перемешаны с большим количеством относительно маломощных источников энергии, а также и единичных мощных станций, регуляторов напряжения, компенсаторов реактивной мощности и т.д.» [1].

Таким образом, появляется необходимость создания алгоритмов функционирования РЗ на альтернативных принципах. Данная тенденция не является бесспорной и обладает рядом как преимуществ, так и недостатков, однако является одним из решений сложившейся ситуации. Рассмотрим в качестве предлагаемого решения алгоритм функционирования РЗ, а именно определения места ОЗЗ, на основе использования математического аппарата нечеткая логика и контроллеров, работающих на его принципах.

Первоначально рассмотрим существующие способы определения ОЗЗ, а именно, наиболее часто встречающиеся в литературных источниках: 1) срабатывание по току промышленной частоты; 2) срабатывание на составляющие переходного процесса; 3) срабатывание на направление мощности нулевой последовательности; 4) срабатывание по высшим гармоническим составляющим тока и напряжения; 5) наложение в контур нулевой последовательности тока с частотой, отличной от основной.

Из всего многообразия подходов к решению данной проблемы был выбран четвертый метод, как наиболее перспективный. При разработке алгоритма выявления ОЗЗ по высшим гармоническим составляющим тока и напряжения были выявлены следующие проблемы:

1. Наличие в токе ОЗЗ высших гармоник не позволяет получить с помощью простых приборов достоверные результаты измерений.

2. Высшие гармоники в токе ОЗЗ и фазных напряжениях позволяют оценить возможность развития резонансных явлений при ОЗЗ, но полностью не изучены.

3. Анализ процессов при однофазных замыканиях на землю с учетом существования высших гармоник позволяет правильно выбрать устройства защиты сети, но требуются практические исследования.

Для оценки развития резонансных явлений были смоделированы несколько вариантов РЭС. На рис. 1 в качестве примера приведена РЭС с древовидной структурой и следующими параметрами: фидер длинной двадцать километров выполнен проводом марки АС – 70/11, отходящие линии длиной по шесть километров выполнены проводом марки АС – 35/6; на отходящих линиях имеется обобщенная нагруз-

ка с коэффициентом загрузки 0,7, подключенная через трансформаторы марок ТМ-400/10, ТМ-630/10, ТМ-1600/10.

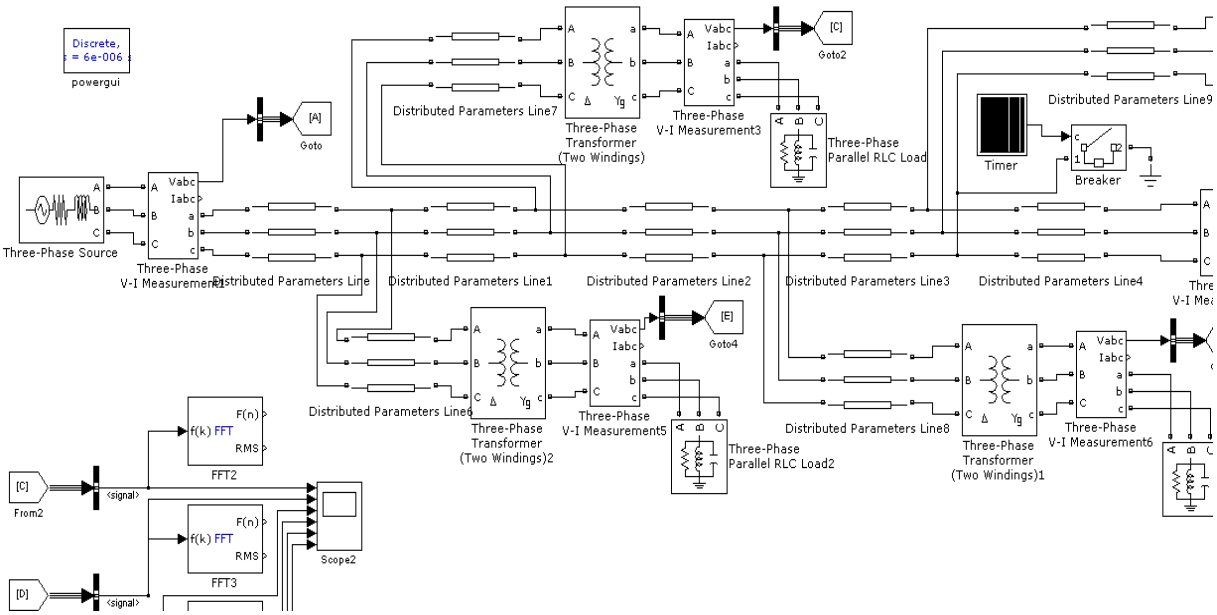


Рис. 1. Фрагмент диалогового окна схемы модели ВЛ для оценки резонансных явлений

Результаты осциллограмм на напряжении 0,4 кВ представлены на рис. 2. На отпайке с повреждением имеет место максимальное искажение синусоиды напряжения. Однако полученных изменений недостаточно для однозначного вывода о месте ОЗЗ, поскольку данное искажение может быть вызвано потребителем, например, тиристорным преобразователем.

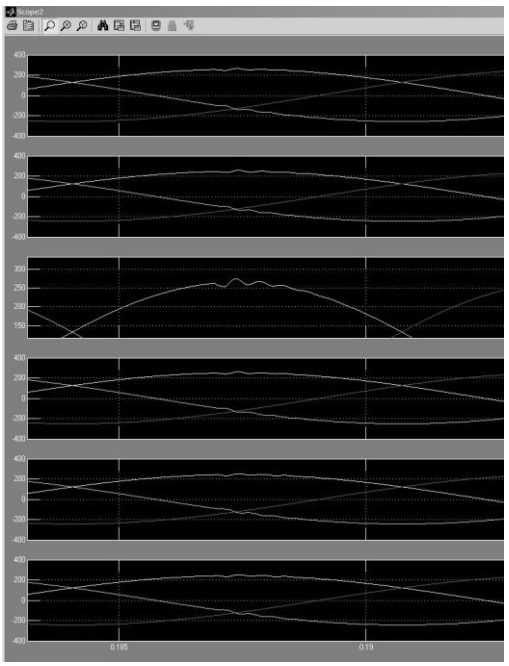


Рис. 2. Осциллограмм на напряжении 0,4 кВ

Для повышения точности определения места ОЗЗ был произведен частотный анализ с использованием «быстрого преобразования Фурье» на всех отпайках. На рис. 3. представлен в качестве примера частотный анализ на поврежденной отпайке.

Рис. 3. иллюстрирует существенное повышение амплитуды высших гармоник в диапазоне с 11 по 16. В нормальном же режиме высшие гармоники присутствуют до 12. Необходимо отметить, что на неповрежденных отпайках амплитуда гармоник ниже на 10-30 %, что объясняется наличием индуктивного и емкостного сопротивлений как у ВЛ, так и у нагрузки.

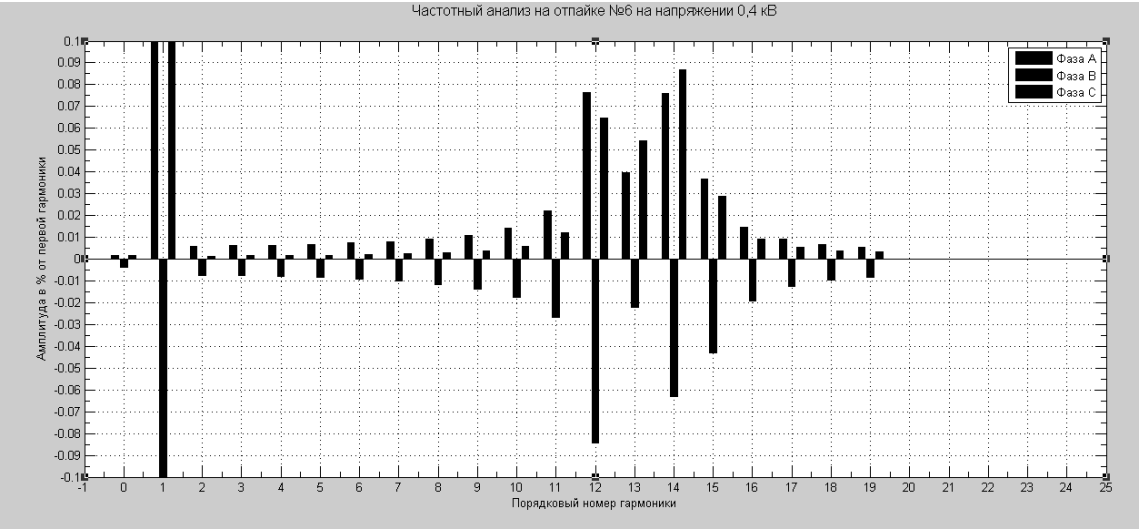


Рис. 3. Частотный анализ на отпайке с повреждением на напряжении 0,4 кВ

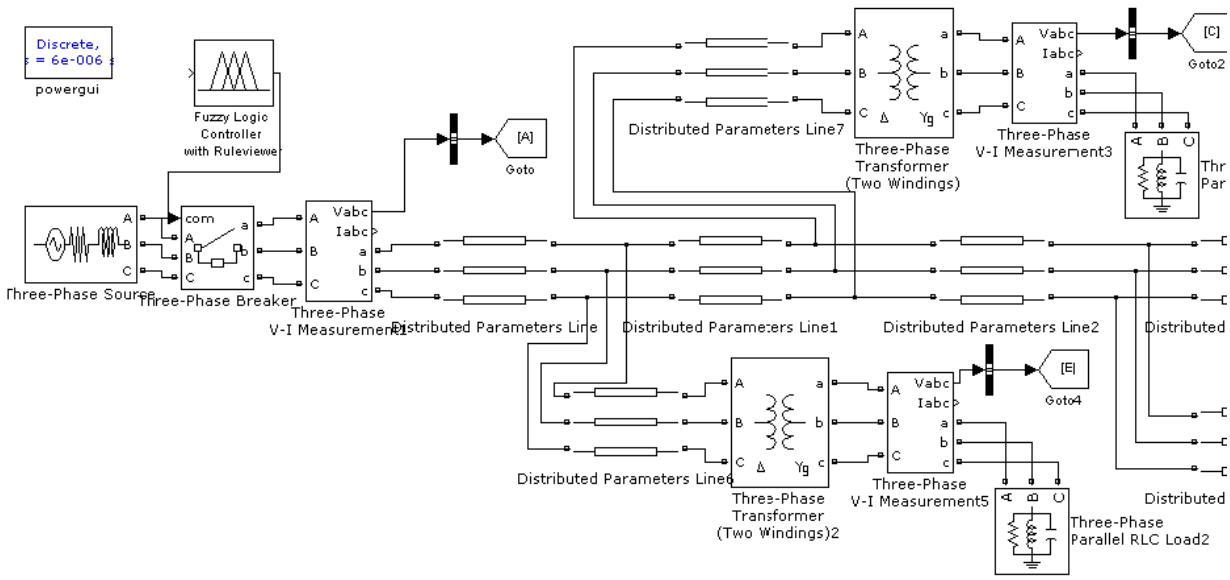


Рис. 4. Фрагмент диалогового окна схемы модели ВЛ с защитой от ОЗЗ

Для анализа мониторинга древовидной ВЛ было предложено использование математического аппарата нечеткая логика, поскольку он является одной из состав-

ляющих мягких вычислений «soft computing», так же включающих в себя такие направления, как: нейронные сети, генетические алгоритмы, самообучающиеся системы. Основным отличием «soft computing» от классической логики, является приспособление к «всеобъемлющей неточности реального мира». Основополагающим принципом «soft computing» является: «терпимость к неточности, неопределенности и частичной истинности для достижения удобства манипулирования, низкой стоимости решения и лучшего согласия с реальностью» [2].

Для построения математической модели функционирования защиты от ОЗЗ в электрических сетях была смоделирована распределительная сеть, представленная на рис. 4.

Результаты моделирования показали следующее, у математического аппарата нечеткой логики имеются существенное количество преимуществ, среди которых выделим наиболее важные для проектирования математической модели функционирования защиты от ОЗЗ в электрических сетях:

1. При одинаковом количестве входной информации, математический аппарат принятия решений более компактен. Восприятие специалистом математических правил функционирования защиты от ОЗЗ облегчается;

2. Решение сложной задачи расчета точных воздействий заменяется существенно упрощенными нечеткими правилами при большей результативности.

Литература

1. Гуревич В.И. Smart Grid: Западный вариант. – http://relay-protection.ru/content/ view/114/11/
2. Zadeh L.A. Toward a Theory of Fuzzy Systems // Aspect Network and System Theory. – New York: Rinehart and Winston, 1971.
3. Кофман А. Введение в теорию нечетких множеств. – М.: Радио и связь, 1982. – 432 с.
4. Леоненков А.В. Нечеткое моделирование в среде MATLAB и fuzzyTECH. – С.-Петербург: БХВ-Петербург, 2005. – 736 с.

УДК 621.311.1

ЭФФЕКТИВНОСТЬ УПРАВЛЯЮЩЕГО ВОЗДЕЙСТВИЯ «УСКОРЕННЫЙ УРОВ» С ТОЧКИ ЗРЕНИЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ БЕРЕЗОВСКОЙ ГРЭС С УЧЕТОМ ВВОДА 3-ГО ЭНЕРГОБЛОКА

Н.Р. Вагапов

Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири, г. Кемерово

Многочисленные расчеты и опыт показывают, что при наиболее тяжелых возмущениях, укладывающихся в число нормативных, может иметь место нарушение синхронной динамической устойчивости генераторов электростанций. В частности это может иметь место при коротких замыканиях (КЗ) близким к шинам электростанций, отказом выключателя и последующей локализацией места КЗ действием устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ).

Возможными средствами для сохранения синхронной динамической устойчивости в таких ситуациях является отключение части генераторов (ОГ) или им-

пульсная разгрузка турбин (ИРТ) с дозировкой управляющих воздействий на основе фиксации тяжести короткого замыкания (ФТКЗ). Как известно применение ОГ нежелательно на тепловых электростанциях, а ИРТ также сопровождается тяжелыми воздействиями на элементы тепломеханической части: при существенной глубине разгрузки имеют место динамические воздействия на турбину, упорный подшипник и паропровод, опасность «застревания» регулирующих клапанов в прикрытом состоянии [1].

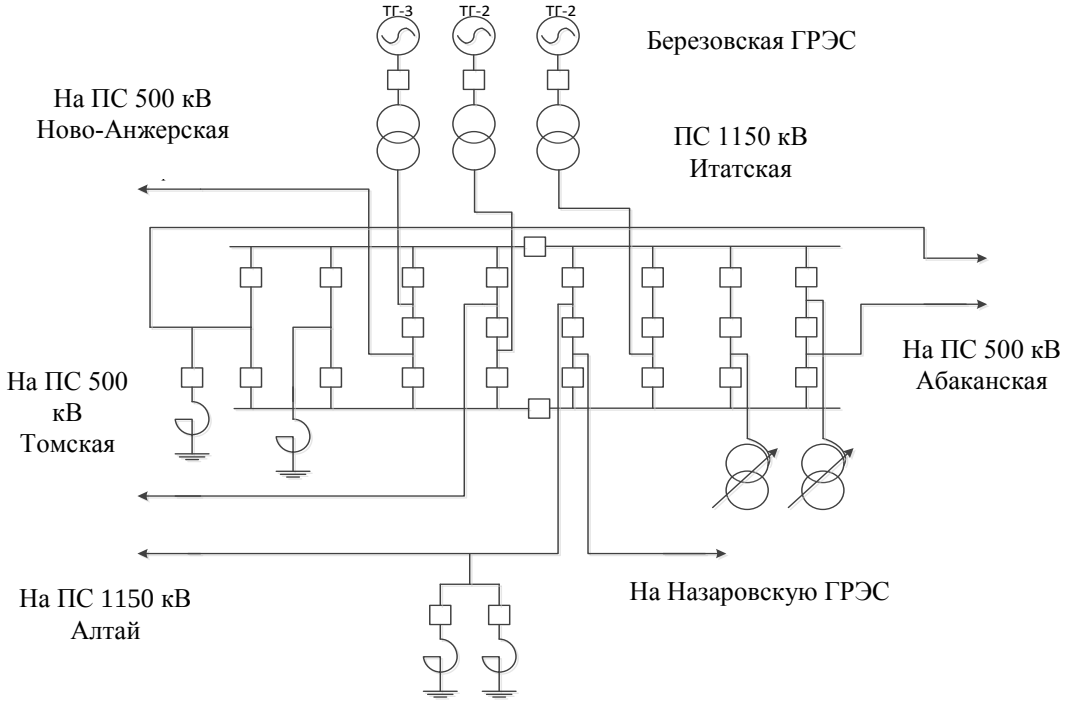


Рис. 1. Схема распределительного устройства 500 кВ ПС 1150 кВ Итатская

В ОЭС Сибири проблема сохранения синхронной динамической устойчивости актуальна для ряда электростанций и в частности для одной из наиболее мощных тепловых электростанций – Березовской ГРЭС.

Выдача мощности Березовской ГРЭС в ОЭС Сибири возможна в двух направлениях: в западном направлении по сечениям «Красноярск, Хакасия – Запад», «Кузбасс – Запад» и в восточном направлении по сечениям «Назаровская ГРЭС – ПС Итатская, ПС Ново-Анжерская» и «Назаровская ГРЭС – Красноярская ГЭС».

В работах [2, 3] было выявлено, что для выдачи полной мощности Березовской ГРЭС необходимо осуществление противоаварийного управления (ПАУ) по факту тяжелых затяжных коротких замыканий вблизи РУ 500 кВ ПС 1150 кВ Итатская, сопровождающихся отключением ВЛ 500 кВ, примыкающих к указанной подстанции. Для осуществления противоаварийного управления с целью выдачи полной мощности станции предусматривается установка устройства ФТКЗ на ПС 1150 кВ Итатская с воздействием на ОГ и на ИРТ на Березовской ГРЭС.

Актуальным вопросом является определение того будет ли эффективным управляющее воздействие в виде ускорения УРОВ от ФТКЗ для повышения синхронной динамической устойчивости Березовской ГРЭС с учетом ввода третьего

энергоблока. Эффективность ускорения УРОВ в качестве управляющего воздействия от ПА была рассмотрена и обоснована в проектной работе [4] применительно к Харанорской ГРЭС.

Возможность возникновения близких затяжных КЗ обусловлена вероятными отказами выключателей и последующим действием УРОВ. Полное время ликвидации короткого замыкания в этом случае составляет ориентировочно 0,28 с (при коротких замыканиях на ВЛ 500 кВ, примыкающих к ПС 1150 кВ Итатская). Причем более 70 % полного времени ликвидации короткого замыкания с отказом выключателя и действием УРОВ занимает выдержка времени УРОВ.

Очевидно, что наиболее эффиктовной возможностью сокращения полного времени ликвидации короткого замыкания для повышения синхронной динамической устойчивости при отказе выключателя является сокращение выдержки времени УРОВ, так как при прочих равных условиях энергия, вызывающая ускорение роторов генераторов, практически пропорциональна этому времени.

Выдержка времени УРОВ выбирается с запасом, обеспечивающим отстройку от возможного замедления гашения дуги. В работе [3] показано, что эффективным с точки зрения улучшения синхронной динамической устойчивости Березовской ГРЭС при затяжных коротких замыканиях является сокращение выдержки времени УРОВ на ПС 1150 кВ Итатская с 0,3 с до 0,2 с. Применение лишь этого мероприятия, хоть и увеличивает допустимую загрузку станции с точки зрения синхронной динамической устойчивости, но не обеспечивает полную выдачу мощности станции. Дальнейшее сокращение выдержки времени штатного УРОВ может быть опасно тем, что повышается риск срабатывания УРОВ в случаях, когда фактически не происходит отказа выключателя, в результате чего излишне будет ослаблена схема РУ 500 кВ ПС 1150 кВ Итатская. Более того в схеме с ремонтами выключателей РУ 500 кВ ПС 1150 кВ Итатская при ложном действии УРОВ возможно дополнительное отключение ВЛ 500 кВ (кроме ВЛ, на которой произошло КЗ), что в конечном итоге может привести к работе ПА с воздействием на ограничение мощности станций и на отключение нагрузки потребителей в ОЭС Сибири.

Наиболее тяжелым возмущением для динамической устойчивости Березовской ГРЭС, которое необходимо учитывать в полной схеме в соответствии с [5], является двухфазное КЗ на землю вблизи шин ПС 1150 кВ Итатская на ВЛ 500 кВ Алтай – Итатская с отказом среднего выключателя и работой УРОВ, сопровождающееся так же отключением ВЛ 500 кВ Итатская – Назаровская ГРЭС (возмущение III группы).

В целях ускорения ликвидации КЗ и, как следствие, снижения тяжести последствий КЗ, и для Березовской ГРЭС может быть рассмотрено использование автоматичесекого ускорения УРОВ (УУРОВ), только при фиксации близкого затяжного короткого замыкания, опасного с точки зрения синхронной динамической устойчивости. Выдержка времени собственно УРОВ согласно данным работы [4] может быть снижена ориентировочно на величину 0,09 с, а полное время ликвидации короткого замыкания при этом снизиться с 0,28 с ориентировочно до 0,19 с. При возмущениях более легких выдержка времени УРОВ остается штатной, т.е. 0,2 с.

Далее приводятся некоторые результаты расчетных исследований, показывающих насколько может быть увеличена доаварийная загрузка Березовской ГРЭС при применении УУРОВ с запуском от ФТКЗ. При этом полное время ликвидации короткого замыкания принято равным 0,19 с.

Таблица 2

Допустимая загрузка станции по условию синхронной динамической устойчивости при различных управляющих воздействиях

№ п/п	Суммарная Загрузка Березовской ГРЭС, допустимая по условию динамической устойчивости станции	Управляющее воздействие от ФТКЗ
1	2150 МВт	Без УВ
2	2250 МВт	ОГ (отключение 1 генератора)
3	2400 МВт	ОГ (отключение 2-х генераторов)
4	2400 МВт	УУРОВ

Учитывая зависимость синхронной динамической устойчивости Березовской ГРЭС от ряда факторов таких как количество реакторов в работе на ПС 1150 кВ Итатская, значения генераторного напряжения турбогенераторов, значения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, перечисленных выше ожидаемый эффект от применения УУРОВ в виде возможного увеличения допустимой загрузки Березовской ГРЭС в различных режимах может составлять 50 - 250 МВт.

Для повышения эффективности УУРОВ для совокупности возможных схемно-режимных ситуаций аппаратура ПА (ФТКЗ) должна обеспечивать полноценный контроль предшествующего установившегося режима.

Вывод: Расчетные исследования показали, что применение УУРОВ в сочетании с контролем предшествующего режима может быть достаточно эффективным средством для увеличения допустимой загрузки Березовской ГРЭС из условия обеспечения синхронной динамической устойчивости при нормативных возмущениях.

Литература

1. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
2. ОАО «НИИПТ» Отчет о научно-технической услуге «Корректировка работы» «Схема выдачи мощности» энергоблока № 3 800 МВт филиала «Березовская ГРЭС» ОАО «ОГК-4»» Общесистемные средства управления. Том 2. – Санкт-Петербург, 2011. – 127 с.
3. ОАО «ФСК ЕЭС» ОАО «Дальэнергосетьпроект» Проектная документация «ВЛ 500 кВ Березовская ГРЭС – Итатская № 3, реконструкция ОРУ 500 кВ ПС 1150 кВ «Итатская» (для выдачи мощности третьего энергоблока мощностью 800 МВт)», 3808-ИЛО.ИОС5. Том 4.1.3.5 изм. 5, 2011. – 246 с.
4. ЗАО «Энергетические технологии» Проектная документация «Проектирование локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости Харанорской ГРЭС (ЛАПНУ). Уставки УВК АДВ Харанорской ГРЭС», КТЛУ 11/20-2, Книга 5 изм. 2. – Иркутск, 2012. – 642 с.
5. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №277

УДК 621.311

РАЗРАБОТКА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО БЛОКА УПРАВЛЕНИЯ, РЕАГИРУЮЩЕГО НА НЕДОПУСТИМОЕ СНИЖЕНИЕ ЧАСТОТЫ, НАПРЯЖЕНИЯ И ПЕРЕГРУЗКУ ПО ТОКУ

А.П. Васильев, А.С. Савин
Санкт-Петербургский государственный политехнический университет

Анализ системных аварий со значительной потерей генерирующих мощностей и работы АЧР показал, что эффективность частотной разгрузки энергосистем можно повысить за счет внедрения интеллектуального блока с заданными алгоритмами и программой, реагирующими на скорость снижения и восстановления частоты после аварии [1].

Устройство состоит из микропроцессорного блока и системы сенсоров параметров нагрузки сети, обеспечивающего управлением автоматическими выключателями, а также контроль параметров основных коммутационных элементов. Блок выполняет следующие функции:

- автоматической частотной разгрузки электроэнергетических систем, реагирующих на скорость снижения частоты и скорость её восстановления;
- сохранение рабочего состояния при отсутствии напряжения питания в течение суток;
- защиты минимального напряжения (исчезновение или недопустимое снижение напряжения более чем на 15% от номинального);
- автоматическое повторное включение отключенных присоединений при восстановлении частоты тока.

В настоящее время его разработка проводится в СПбГПУ, принципиальная схема приведена на рис.1.

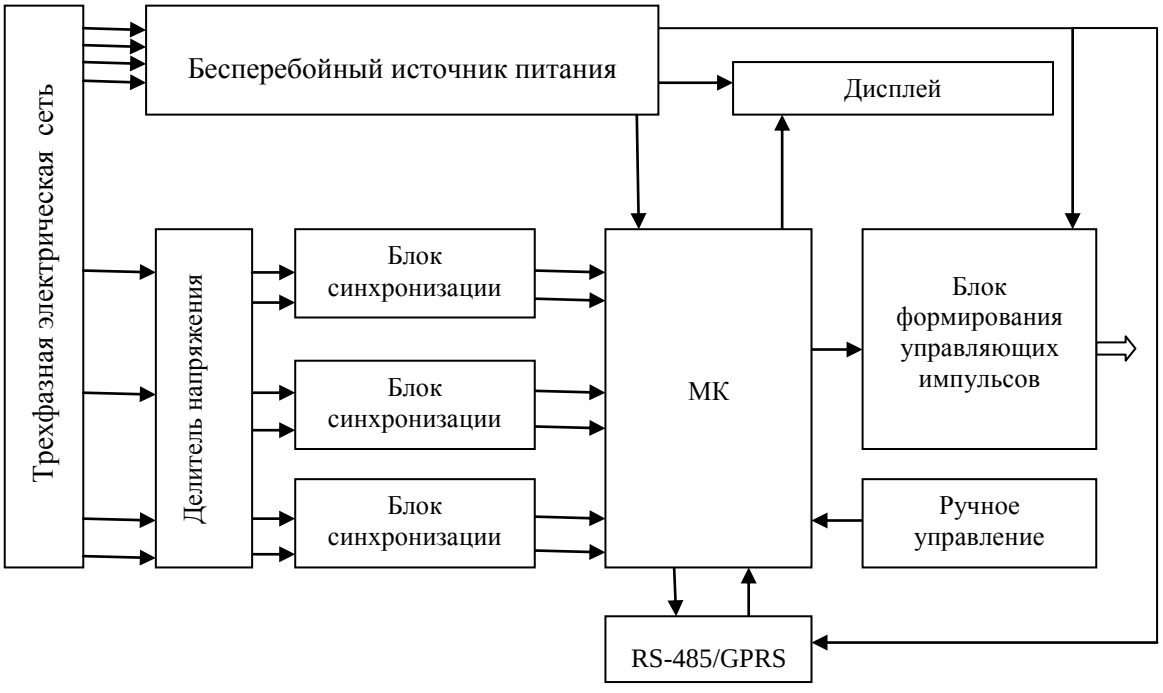


Рис. 1. Принципиальная схема устройства

Устройство содержит:

- трёхфазный бесперебойный источник питания (5, 12 В);
- микроконтроллер со встроенным АЦП;
- дисплей;
- высоковольтный трёхфазный делитель напряжений;
- клавиатуру ручного управления;
- конвертер интерфейсов RS-485/GPRS;
- блоки синхронизации микроконтроллера с электросетью;
- блок формирования управляющих импульсов.

Для обеспечения синхронизации микроконтроллера и достоверность измерений сетевого напряжения при трёхфазном сетевом напряжении необходимо использовать три внешних прерывания микроконтроллера. Обработчики внешних прерываний должны содержать в себе подпрограммы и функции определения частоты электросети. Расчёт частоты целесообразно проводить на основе значения счётного регистра 16-ти разрядного таймера-счётчика. Для этого при каждом вызове обработчика внешнего прерывания необходимо прочитать значение, содержащееся в счётном регистре таймера. Данное значение, при частоте тактового генератора микроконтроллера 16 МГц соответствует шагу измерения частоты $25 \cdot 10^{-6}$ Гц. При расчёте частоты используется деление целочисленных двухбайтных значений с отбрасыванием остатка. Ввиду особенностей работы аппаратного делителя МК, расчёт значений частоты в виде двухбайтных переменных, позволит значительно повысить скорость вычисления по сравнению с использованием чисел с плавающей точкой [2].

Для коррекции момента времени измерения напряжения на пике синусоидального сигнала, необходимо произвести перерасчёт значения, которое будет заноситься в регистр сравнения таймера-счётчика и вызовет прерывание, запускающее процесс измерения напряжения. Расчёт данного значения необходимо выполнить на основе рассчитанного значения частоты тока.

При обработке прерывания необходимо проверить соответствие параметров электросети, полученных в процессе измерений и расчётов на допустимость значений, путём их сравнения с заданными пороговыми значениями, соответственно при выходе параметров из заданного интервала необходимо подать управляющий сигнал на отключение выключателя.

Ожидаемым результатом внедрения разработки в электрические сети и энергосистемы является:

- снижение риска развития электроэнергетических аварий;
- повышение надежности электроснабжения;
- автоматизация процесса противоаварийного управления и мониторинга состояния параметров электрической сети.

Будут созданы опытные образцы микропроцессорного интеллектуального блока с мониторингом частоты, напряжения и нагрузки. Устройство обеспечивает:

- частотную разгрузку сети при возникновении дефицита активной мощности и отключение нагрузки при возникновении перегрузки оборудования;
- возможность дистанционного управления выключателями по интерфейсу RS-485 или по каналу связи GPRS;

- отказ от дополнительных компонентов релейных защит по входному напряжению за счет использования встроенных электронных защит;

- обеспечение работы устройства по заданным алгоритмам и программе;

- задание внутренней конфигурации блока (настройка параметров защит и автоматики, хранение настроек в энергонезависимой памяти);

- контроль положения силовых выключателей;

- регистрация аварийных режимов с сохранением в энергонезависимой памяти осциллограмм частоты, токов и напряжений;

- передачу параметров текущего режима работы и аварийных режимов по линии связи RS-485 или по каналу связи GPRS;

- обработку входных дискретных сигналов управления и блокировок и формирование выходных дискретных сигналов аварийной и предупредительной сигнализации;

- автоматическое изменение параметров внутренней конфигурации алгоритмов в соответствии с заданным расписанием по встроенным часам реального времени;

- объединение нескольких блоков в общую систему с возможностью использования в системе Smart Grids.

Блок имеет возможность измерения токов как с использованием измерительных трансформаторов тока, так и с использованием стандартных датчиков тока на основе эффекта Холла.

Конструкция внешней оболочки блока обеспечивает степень защиты не ниже IP43, климатическое исполнение УХЛ3. Средний ресурс блока составляет не менее 100000 часов.

Разрабатываемое интеллектуальное устройство для аварийных режимов электроэнергетических систем позволит снизить объем и продолжительность аварийных отключений при возникновении дефицита активной мощности и перегрузке электрических связей.

Литература

1. Гайснер А.Д.Анализ опыта эксплуатации автоматической частотной разгрузки в энергосистемах России // Энергетик. – 2002. – № 8. – С. 21.
2. Филипович А.И. Устройство защиты от опасных напряжений в трёхфазной электросети «SOKOL UZP-3F» // Официальный сайт А.И. Филиповича. Разработка электронных устройств. URL http://www.servissistemy.narod.ru/4.htm

УДК 621.316.925

АВР ЦЕПЕЙ НАПРЯЖЕНИЯ

А.И. Волков
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ, г. Астрахань

Введение

При проектировании устройств РЗА и ПА большое внимание уделяется вопросам резервирования одних комплектов устройств РЗА и ПА вторыми комплектами устройств РЗА и ПА (ближнее резервирование). Это необходимо для повыше-

ния надежности работы энергосистемы. Резервирование заключается в подключение устройства РЗА и ПА основных и резервных комплектов к разным обмоткам трансформаторов тока, выполнение автоматического включения резерва цепей оперативного тока (при наличии двух аккумуляторных батарей), выполнение резервирования по контрольным кабелям. Все эти мероприятия направлены на то чтобы комплекты устройств РЗА и ПА не могли выйти из работы по одной общей причине. Но на данный момент устройства РЗА и ПА могут выйти из работы по одной общей причине, это неисправность вторичных цепей напряжения или неисправность ТН.

В результате неисправности вторичных цепей или самого ТН происходит блокировка устройств РЗА и ПА от контроля исправности цепей напряжения полностью или частично. А именно:

- для ЭПЗ 1636 [1], ДЗ 503 [2] и панели токовых направленных защит при неисправности цепей напряжения звезды ДЗ блокируется, а ТЗНП остается в работе. При неисправности цепей напряжения разомкнутого треугольника направленные ступени ТЗНП не работают, а зоны ДЗ блокируются;

- для ПДЭ 2802 (НВЧЗ) [3], ЭПЗ 1643 (ВЧБ) [4], ШДЭ 2802 (КСЗ) [5] и для всех защит фирмы ООО НПП «ЭКРА» [6] кроме ДФЗ и ДЗЛ при неисправности цепей напряжения звезды или разомкнутого треугольника данные защиты блокируются полностью;

- для ДЗЛ-2 при неисправности цепей напряжения звезды защита блокируется;

- для ДФЗ-201 (504) при неисправности цепей напряжения звезды у защиты снижается чувствительность при симметричных КЗ [4];

- для защит фирмы General Electric используется свободно конфигурируемая логика. С помощью, которой можно блокировать только те ступени, которые могут сработать ложно при неисправности цепей напряжения.

- для защит фирмы ABB, также используется свободно конфигурируемая логика, но вычисление 3 U0 выполняется от цепей напряжения звезды. В связи с этим, чтобы ступени ТЗНП не блокировались при неисправностях в цепях напряжения звезды, можно выполнять автоматический вывод направленности ступеней ТЗНП.

Назначение и принцип АВР цепей напряжения

В случаи неисправности цепей напряжения оперативному персоналу необходимо время на выявление и ликвидацию данной аварии. В зависимости от видов повреждения требуется разное количество времени. В любом случаи на протяжении этого времени присоединения будут находиться без защит или без полного комплекта защит. Что в свою очередь может привести к системной аварии и к нарушению динамической устойчивости генераторов при КЗ на ЛЭП.

Для устранения выше описанной проблемы предлагаю использовать АВР цепей напряжения с установкой ведущих блоков по количеству сш (с.) и с установкой ведомых блоков по количеству присоединений.

Ведущий блок выполняет функции:

- приема и обработки сигналов от ведомых блоков и передачи команд ведомым блокам;

- размножения цепей напряжения (для каждого ведомого блока нужен отдельный контрольный кабель цепей напряжения звезды и разомкнутого треугольника);

- опробования резервных цепей напряжения и цепей напряжения защит, с последующей подачей цепей напряжения звезды и разомкнутого треугольника на успешно опробованные участки;

- воздействия на включение и отключение СВ или ШСВ.

Ведомый блок выполняет функции:

- передачи сигналов ведущему блоку и приема команд от ведущего блока;

- переключения цепей напряжения с одного ТН на другой;

- подачи цепей напряжения разомкнутого треугольника и звезды в защиты и определяет неисправные цепи напряжения.

Работа схемы АВР цепей напряжения (рис. 1)

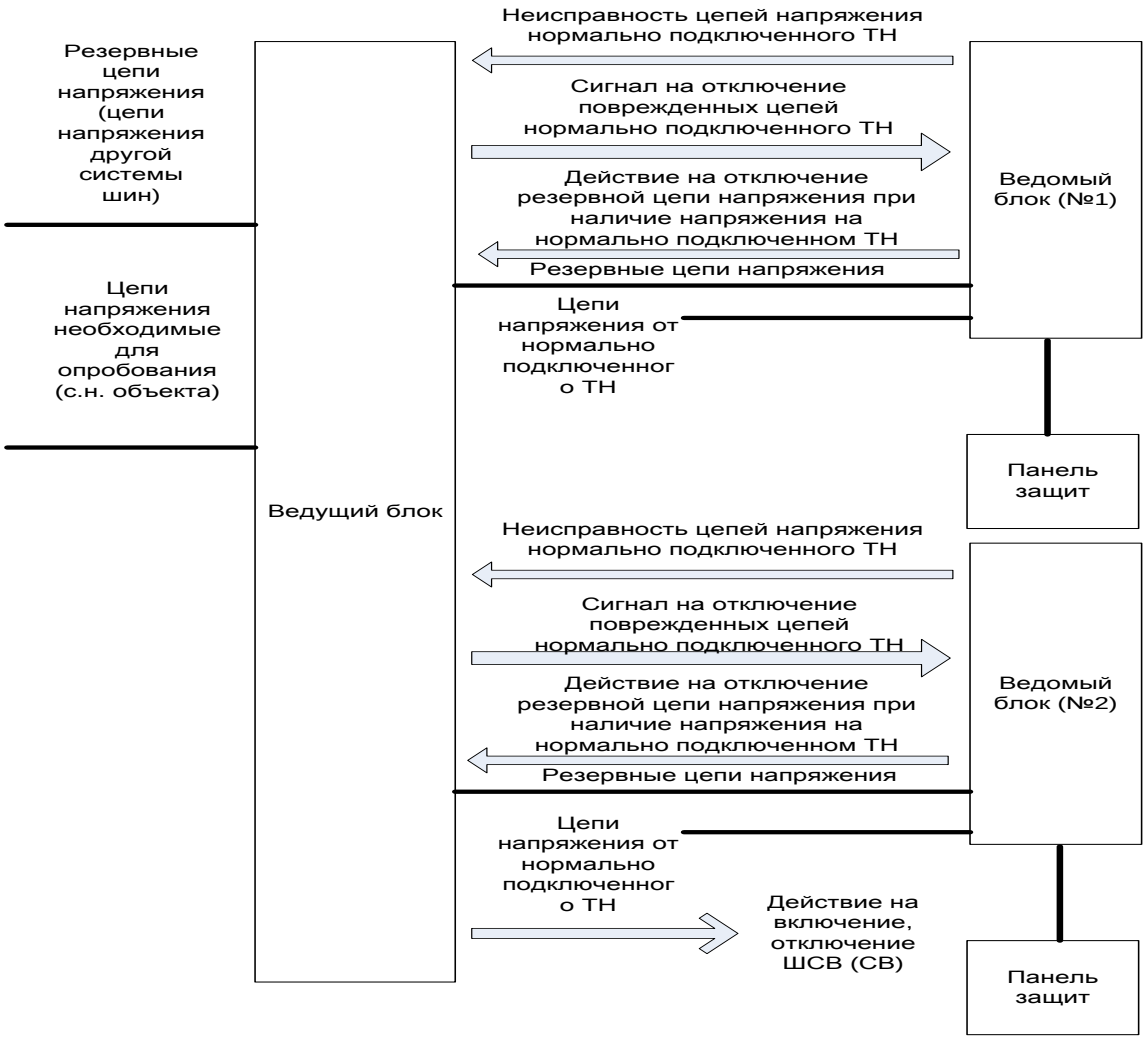


Рис. 1. Работа схемы АВР цепей напряжения

При возникновении любых неисправностей в цепях напряжения, ведомые блоки фиксируют неисправность и передают ее в ведущий блок. При получении сигналов о неисправности ведущим блоком от ведомых блоков, ведущий блок посылает команду в ведомые блоки на отключение неисправных вторичных цепей напряжения и на подключение резервных цепей напряжения. Ведущий блок выпол-

няет опробование резервных цепей напряжения и цепей напряжения защит. После опробования в ведущем блоке фиксируется, что опробование резервных цепей напряжения защит, подключенных через ведомые блоки, прошло успешно и подается команда на включение СВ или ШСВ. Получив подтверждение, о включенном состоянии СВ или ШСВ ведущий блок подает напряжение звезды и разомкнутого треугольника в резервные цепи напряжения защит подключенные через ведомые блоки. В случае не успешного опробования ведущий блок запрещает подачу напряжения звезды и разомкнутого треугольника в неисправный блок и выдает сигнал о неисправности блока. В успешно опробованные ведомые блоки подается напряжения звезды и разомкнутого треугольника от резервных цепей напряжения. При обрыве фазного или фазных проводов без КЗ внутри панели, АВР цепей напряжения не работает, так как это неисправность конкретной панели и ни какого эффекта от работы АВР цепей напряжения не будет.

Опробование происходит путем подачи переменного напряжения (от с.н. объекта) во вторичные цепи звезды и разомкнутого треугольника от ведущего блока. Уровень напряжений подаваемых в резервную цепь и в панель защит подается небольшой и в случаи подачи небольшого напряжения и возникновения относительно данного напряжения большого тока или в случаи отсутствия напряжения в фазе или фазах, опробование считается неуспешным. После чего запрещается подача цепей напряжения звезды и разомкнутого треугольника в неуспешно опробованное присоединение.

Схема восстановления нормального режима работает по факту наличия на ведомых блоках двух одинаково фазированных напряжений с ТН 1 сш (с) и с ТН 2 сш (с) в течение 5 сек после чего ведомые блоки подают сигнал на отключение резервной цепи напряжения в ведущий блок, а ведущий блок действует на отключение ШСВ (СВ).

Предлагаемое устройство будет автоматически выявлять поврежденный участок, отделять его и автоматически восстанавливать цепи напряжения неповрежденных присоединений со временем 1-2 с. Устройство может действовать на отключение выключателя присоединения с поврежденными цепями напряжения.

Заключение

Считаю в целях повышения надежности работы энергосистемы и для быстрого устранения аварий связанных с неисправностями цепей напряжения необходимо при проектировании новых объектов и реконструкциях предусматривать АВР цепей напряжения защит присоединений.

Литература

1. Удрис А.П. Релейная защита воздушных линий 110-220 кВ типа ЭПЗ-1636. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 141 с.
2. Инструкция по наладке, проверке и эксплуатации дистанционной защиты ДЗ 503. / И.П. Грициенко, Е.П. Титков, В.И. Ткачев: СПО Союзтехэнерго, 1979. – 114 с.
3. Панель высокочастотной направленной защиты ПДЭ 2802/ П 16 Я.С. Гельфанд, Н.А. Дони, А.И. Левиуш и др. – М,:Энергоатомиздат, 1992. – 128 с.
4. Будаев М.И. Высокочастотные защиты линий 110 – 220 кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 112 с.
5. Устройство дистанционной защиты и токовой защиты типов ШДЭ 2801, ШДЭ 2802/ А.Н. Бирг, Г.С. Нудельман, Э. К. Федоров и др. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 144 с.
6. Руководящие указания по эксплуатации ЭКРА. 656453. 048 РЭ. – С. 112

УДК 6 21.3

ОПТИМИЗАЦИЯ СХЕМ ВТОРИЧНОЙ КОММУТАЦИИ ПРИСОЕДИНЕНИЙ 6-35 КВ

С.А. Героев, Н.А. Иванов
Чебоксарский электроаппаратный завод

В современных условиях эксплуатации энергообъектов, когда большая часть электрооборудования полностью отработала свой ресурс, остро стоят вопросы о реконструкции старого оборудования, особенно важным данный вопрос является по отношению к многочисленным понижающим подстанциям, оснащенными электромеханическими защитами.

По данным служб РЗАИ различных предприятий доля устройств релейной защиты, полностью отработавших свой срок эксплуатации, составляет от 40 до 92% [1]. При этом часть оборудования отрабатывает свой срок эксплуатации во второй и более разы.

Для реконструкции старых энергообъектов ЗАО «ЧЭАЗ» выработало различные типовые решения, наиболее эффективным из которых, как показал опыт, является частичная реконструкция КРУ. Основной объем реконструкции приходится на замену отработавших свой ресурс высоковольтных выключателей и релейной защиты. Если замена высоковольтных выключателей практически всегда выполняется изготовлением новой тележки с установленным на ней вакуумным выключателем, то замена релейной защиты имеет несколько вариантов решений:

- непосредственная сборка и монтаж цепей вторичной коммутации на энергообъекте;
- установка ранее смонтированной схемы вторичной коммутации на двери релейного шкафа и поворотных панелях;
- замена старого релейного шкафа, заново изготовленным, с полностью смонтированной в нем схемой вторичной коммутации.

Опыт показывает, что наиболее удобным и экономически оправданным оказался второй способ, когда заранее смонтированная в заводских условиях вторичная схема поставляется на энергообъект.

Как правило, при применении цифровых устройств РЗА удается всю необходимую аппаратуру разместить на вновь изготавливаемой двери релейного шкафа, что позволяет не использовать, а полностью демонтировать старые поворотные рамы. Для подключения внешних цепей вместе с дверью поставляется и клеммный ряд, так же полностью смонтированный на заводе-изготовителе.

Преимущества данного способа достаточно очевидны - подбор оборудования, его монтаж и другая достаточно объемная работа выполняется заводом-изготовителем, который имеет и обученный данному делу персонал и специально предназначенное для этого оборудование. Для выполнения монтажа дверей на объекте и подведения внешних цепей достаточно одного- двух монтеров. Но это непосредственно относится только к удобству выполнения работ по реконструкции, что же касается общего повышения эффективности выполнения вторичных схем, то здесь задачу можно разделить на следующие направления: увеличение общей

надежности и безотказности схем вторичной коммутации; сокращение объема работ при вводе в эксплуатацию и техническом обслуживании; уменьшение общей стоимости релейной части; упрощение эксплуатации и исключение ошибочных действий оперативного персонала.

Основные пути для достижения вышеуказанных задач видятся в следующем:

- исключение из схем низконадёжных и плохо диагностируемых элементов;
- исключение из схем элементов, функции которых полностью дублируются другими устройствами;
- применение более функциональных устройств;

В современных условиях развития цифровой техники все больше функций можно вместить в одно цифровое устройство РЗА, не теряя при этом ни в качестве функционирования, ни в удобстве эксплуатации и обслуживания. Одним из удачных таких примеров можно привести устройство БЭМП РУ [2].

Рассмотрим на примере несколько способов сокращения элементов вторичной схемы защиты отходящей линии, причины и следствия таких решений. Предлагаемая схема выполнена на устройстве БЭМП РУ-ОЛ для ячейки с выключателем ВВ/ТЭЛ и блоком управления БУ/ТЭЛ 12-01 (рис. 1). В указанной схеме не рассматриваются вопросы применения новых стандартов и протоколов связи внедряемого стандарта МЭК 61850, так как общий уровень техники РЗА пока еще не достиг необходимого порога, позволяющего выполнить массовый переход на данный стандарт.

В схеме из токовых цепей можно исключить традиционный амперметр. Необходимость его исключается наличием функции измерения и отображения токов достаточно крупным дисплеем устройства БЭМП РУ, при этом БЭМП РУ имеет здесь несколько преимуществ: возможность одновременного отображение токов всех трех фаз с углами между ними, возможность отображения токов, как в первичных, так и во вторичных значениях, не требуется периодическая поверка амперметра.

Из цепей оперативного тока исключены оперативные ключи (накладки), функции которых перенесены на МП устройство БЭМП РУ. В этом решении опять же есть свои преимущества. Переключатели некоторых фирм-производителей, или просто изношенные переключатели имеют свойство застревать в промежуточном положении при их переключении или фактически не переключать контактную группу, несмотря на то, что внешне ключ был установлен в необходимое положение. Применение же оперативного ввода/вывода через функциональные кнопки обеспечивает: длительную надежную работу данного способа управления; надежную обратную связь в виде светодиода и переменной в АСУ ТП, отражающих реальное состояние введённой или выведенной функции; возможность ввода/вывода функций через АСУ ТП без участия оперативного персонала.

Таким образом, из схемы исключены переключатели оперативного ввода/вывода: АЧР, АПВ, УРОВ, ЗДЗ, Разрешение АСУ. Так же можно исключить и кнопку включения выключателя, которая дублируется кнопкой на лицевой панели терминала, а дискретный вход для включения можно использовать только для целей телеуправления. Допустимо исключить и цепи (шинки) АЧР, так как устройство БЭМП РУ-ОЛ, при подведении к нему цепей напряжения может осуществлять двухступенчатую АЧР от собственных измерительных органов частоты.

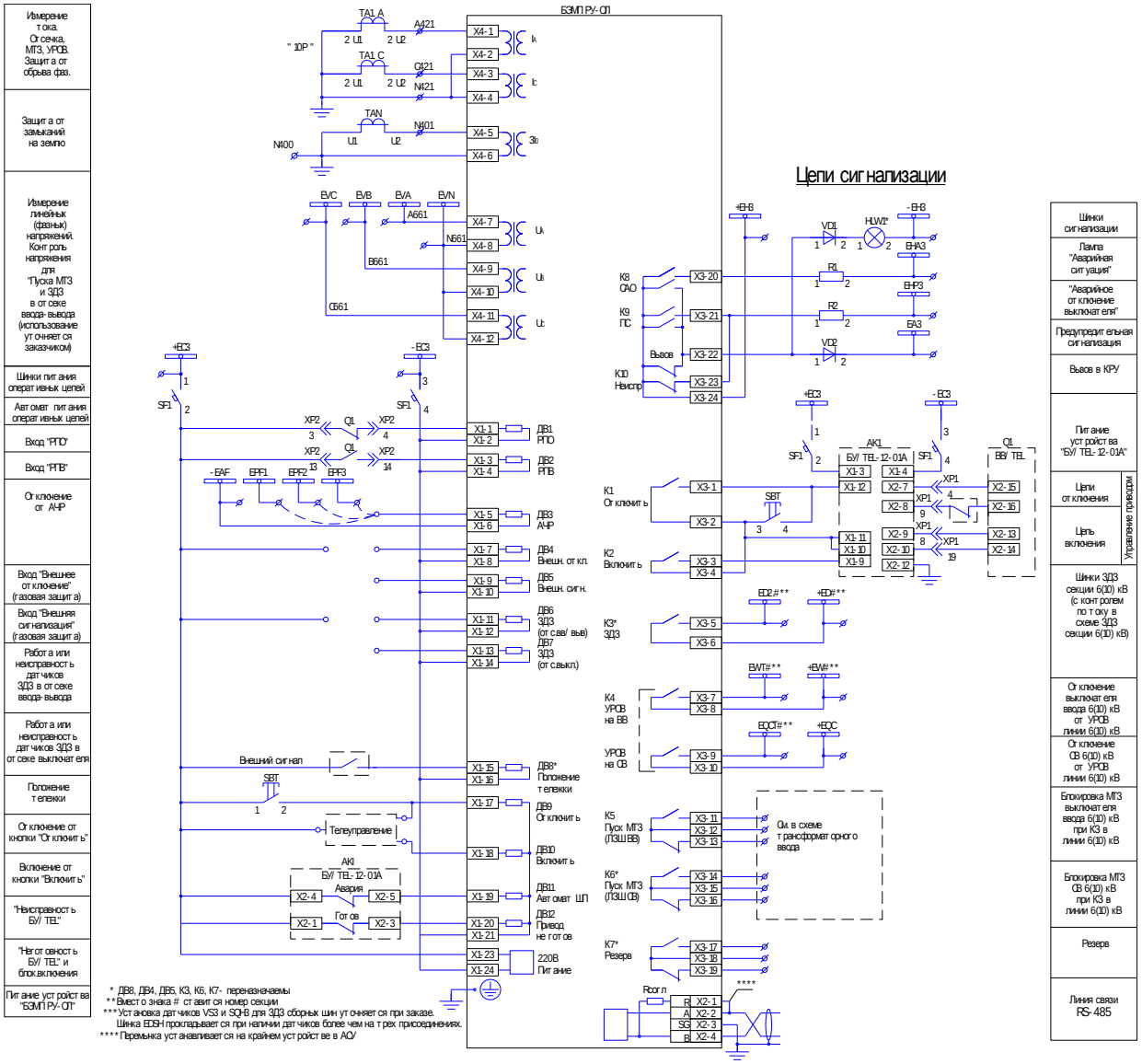


Рис. 1. Схема вторичной коммутации ячейки защиты отходящей линии

Из цепей сигнализации исключены лампы сигнализации положения выключателя. Их функции полностью дублируются устройством БЭМП, имеющим большие светодиоды для индикации трех традиционных сигналов: "Включено", "Отключено", "Вызов". При этом исключается необходимость не только в установке ламп, но и подведении шинки темного света и шинки мигания, так как аварийное отключение в устройстве БЭМП отражается мигающим светом светодиода "Отключено". Также положение выключателя можно определить по индикатору, установленному на выключателе.

Таким образом, в схеме сведены к минимуму количество различных аппаратов, что позволяет:

- увеличить надежность схемы, так как уменьшается общая вероятность отказов;

- уменьшить занимаемое пространство и площадь, что важно как при реконструкции, так и при строительстве новых малогабаритных распределительных устройств;

- понизить конечную стоимость за счет уменьшения как количества оборудования, так и монтажных точек;

- упростить техническое обслуживание, так как для оставшегося оборудование достаточно просто использовать автоматизированные средства проверки типа РЕТОМ-61 (51) или аналогичные;

- обеспечить высокую диагностируемость имеющейся схемы.

При этом в данной схеме не потеряна ни одна функция релейной защиты, автоматики сигнализации и управления, используемые в традиционных схемах. Таким образом, только за счет совмещения нескольких функций в одном устройстве можно значительно повысить общую эффективность вторичных схем и значительно сократить расходы на всех этапах, начиная от проектирования, заканчивая эксплуатацией.

Литература

1. Белотелов А.К. Современное состояние релейной защиты и автоматики, обеспечение ее надежного функционирования в ЕЭС России.//Некоммерческое партнерство «Содействие развитию релейной защиты, автоматики и управления в электроэнергетике». URL: http://www.srzau-np.ru/publics/71-doclad-rza-2010.html.
2. Микропроцессорные блоки релейной защиты и автоматики серии БЭМП РУ-ОЛ и БЭМП РУ-ОЛ2. Руководство по эксплуатации. БКЖИ.656316.004-01.01 РЭ

УДК 621.311.1:681.5

АВТОМАТИКА ФИКСАЦИИ ТЯЖЕСТИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ПС 220КВ «ЗАРЕЧНАЯ». АКТУАЛЬНОСТЬ И РЕАЛИЗАЦИЯ

К.В. Володин, П.С. Милосердов
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Нижегородское РДУ, Нижний Новгород

Введение

Автоматика фиксации тяжести короткого замыкания должна обеспечивать устойчивость работы генераторов Автозаводской ТЭЦ при близких трёхфазных коротких замыканиях в сети 110 кВ. Принцип работы основан на выделении поврежденного участка сети по критериям: величина остаточного напряжения на системе шин 110 кВ, величина и направление тока короткого замыкания, длительность трёхфазного короткого замыкания, путем воздействия на ШСВ-СВ 110 кВ соответствующей секции ПС «Заречная».

Актуальность реализации данного типа автоматики прежде всего определена характеристиками объекта, в данном случае узловой подстанции «Заречная» 220/110кВ, которая так же является схемой выдачи мощности для Автозаводской ТЭЦ по 110кВ.

Краткое описание объекта: реконструируемая подстанция КРУЭ 220/110 с кабельными вводами, две секций 220кВ и четыре секции 110кВ, два автотрансформатора 200МВт, четыре ВЛ 220кВ три из которых связи с подстанциями 500кВ, тринадцать ВЛ 110кВ четыре из которых непосредственные связи с ТЭЦ. Величина токов трёхфазного короткого замыкания на шинах 110кВ достигает 40кА (рис.1).

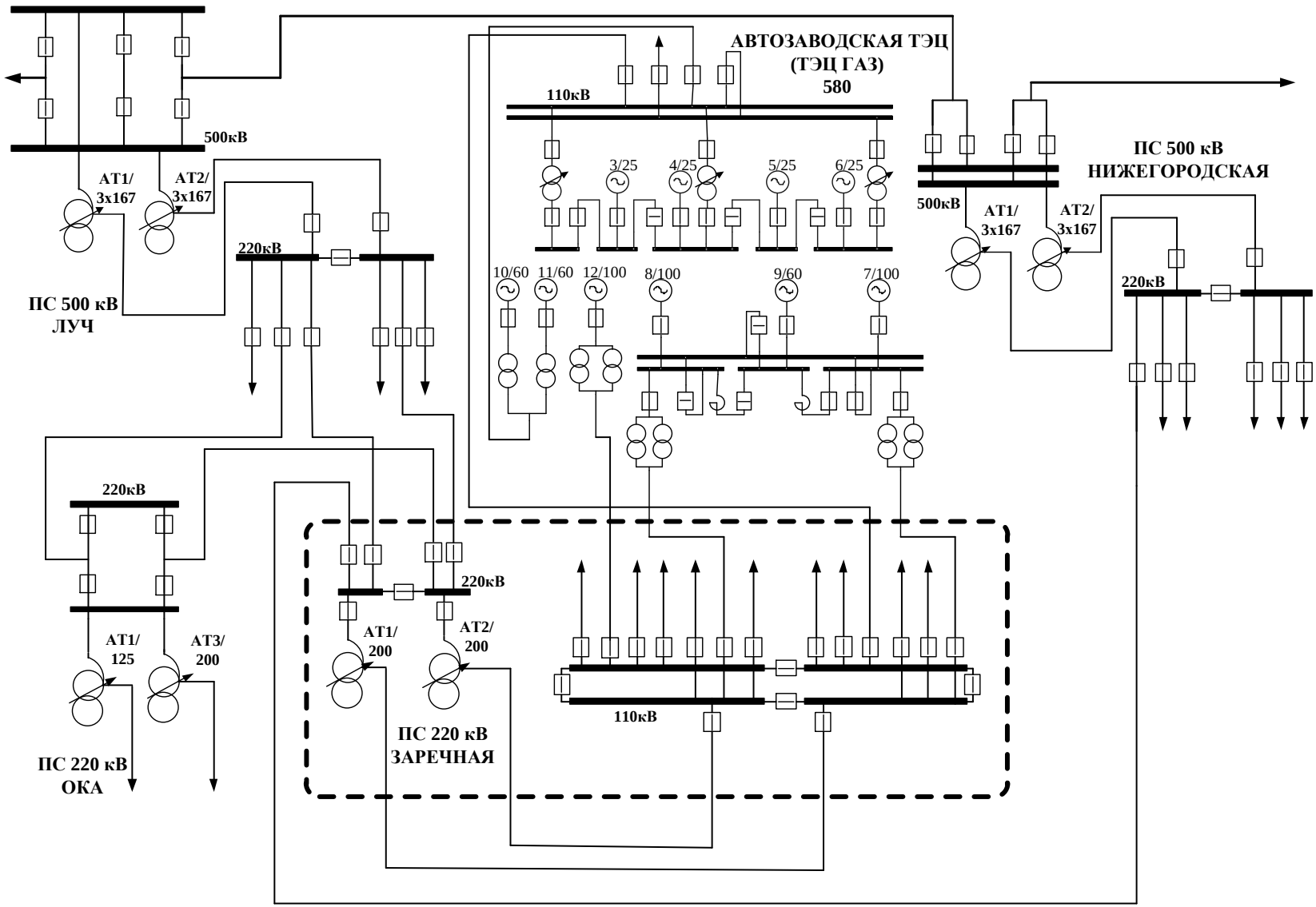


Рис. 1. Структурная схема электрической сети

Реализация

В теории управляющие воздействия автоматики фиксации тяжести короткого замыкания должны обеспечивать разгрузку станции [1]. Но при детальном рассмотрении данного проекта пришлось отказаться от управляющих воздействия с разгрузкой турбин Автозаводской ТЭЦ. Основой для этого послужили следующие факторы: морально и технически устаревшее оборудование Автозаводской ТЭЦ, отсутствие готовности собственника к реализации автоматики. Таким образом управляющим воздействием ПА определено селективное отделение только одной из секций 110кВ подстанции, на присоединениях которой или на самой секции зафиксировано короткое замыкание. Потому что длительное трёхфазное короткое замыкание (более 0,21с) свидетельствует о неисправности первичного оборудования или устройств релейной защиты и повреждение будет ликвидировано либо действием УРОВ, либо защитами дальнего резервирования. Таким отделение от сети 110кВ поврежденного участка, в данном случае секции 110кВ с отключением генераторов, технологически связанных с поврежденной секцией, на Автозаводской ТЭЦ, но удержанием в синхронизме оставшихся генераторов работающих на другие секции, стало основополагающим критерием для реализации автоматики. Далее были определены требования к автоматике:

1) Селективность и однократность. Селективность должна обеспечиваться тем, что поврежденная секция будет определяться по контролю направления суммарной мощности через ШСВ 110кВ + СВ 110кВ соответствующей секции 110кВ. Однократность действия схемы будет обеспечена схемой логики. После формирования первого управляющего воздействия схема будет блокироваться.

2) Пуск ПА по направлению мощности и напряжению прямой последовательности.

3) К ПА должны быть подключены цепи тока ШСВ-1, ШСВ-2, СВ-1, СВ-2 110кВ и цепи напряжения ТН 110кВ 1, 2, 3, 4 секции 110кВ.

4) Предложено использовать напряжение обратной последовательности для блокировки алгоритма с целью достоверного выявления трехфазного КЗ.

5) Логическая схема автоматики должна иметь блочную структуру, где срабатывание определенной ступени уставки соответствует формированию управляющего воздействия на отключение ШСВ+СВ выбранной секции шин.

Проектным институтом была предложена логическая схема на базе терминала МКПА, отвечающая вышеизложенным требованиям, которая в последствии была утверждена в окончательной редакции. На рис. 2 представлена пояснительная схема работы АФТКЗ.

Выводы

Автоматика фиксации тяжести короткого замыкания – актуальный вид автоматики для электрических сетей большой мощности, с непротяженными связями от источников электрической энергии до распределительных подстанций [1]. Данный проект согласован и будет реализован в рамках проведения комплексной реконструкции ПС 220кВ Заречная Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» Нижегородское ПМЭС.

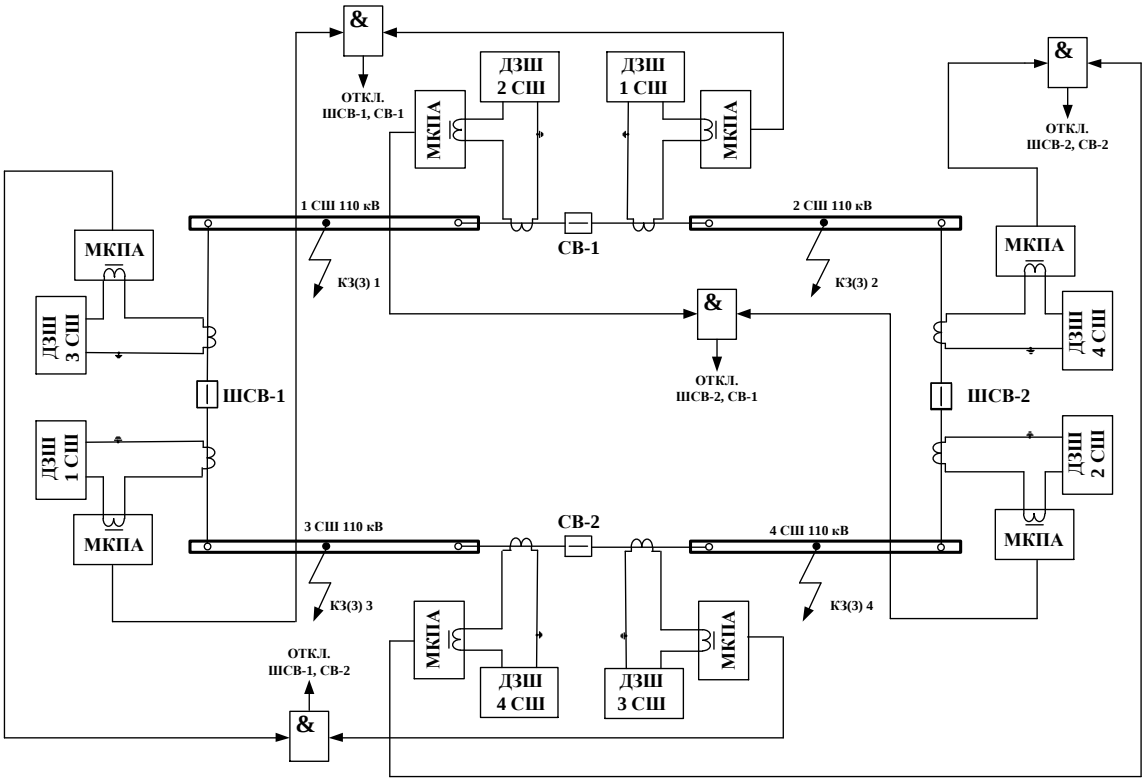


Рис. 2. Пояснительная схема работы АФТКЗ

Литература

1. Семёнов В.А. Противоаварийная автоматика в ЕЭС России // Приложение к журналу «Энергетик». Выпуск 6 (66). – М.: Энергопрогресс, Энергетик, 2004. – 51 с.
2. Микропроцессорный комплекс противоаварийной автоматики МКПА-2. Автоматика фиксации тяжести короткого замыкания. (Разработчик ООО «Прософт-Системы») Описание. Протокол испытаний. – Екатеринбург, 2007.

УДК 621.316.925.1

ЛОГИЧЕСКАЯ ЗАЩИТА ШИНОСОЕДИНИТЕЛЬНОГО ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ ДЛЯ РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ЗАЩИТ ЛИНИЙ

Д.А. Глухов
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Удмуртское РДУ, ИжГСХА, г. Ижевск

При ликвидации коротких замыканий (КЗ) отмечаются случаи отказов в действии релейной защиты (РЗ) и выключателей. Отказ РЗ или выключателя означает неотключенное КЗ, а следовательно, длительное прохождение токов КЗ и снижение напряжения в сети. Наряду с принятием мер по повышению надежности действия РЗ и выключателей особо важное значение приобретает резервирование отключения КЗ в случае отказа выключателя или действующей на него РЗ.

Применяются два способа резервирования: дальнее – осуществляемое РЗ и выключателями смежных участков, установленными на соседних энергообъектах; ближнее – осуществляемое РЗ и выключателями, установленными на той же под-

станции (электростанции), на которой расположен отказавший элемент (РЗ или выключатель) [1].

Известно, что ближнее резервирование в большинстве случаев превосходит дальнее по времени ликвидации КЗ, что обусловлено большей чувствительностью из-за близкого расположения к месту КЗ. Широкое распространение на подстанциях (ПС) получило устройство ближнего резервирования УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя), успешно ликвидирующее КЗ при отказе выключателя, участвующего в отключении зоны КЗ. Такое устройство, однако, резервирует лишь выключатель, но не резервирует работу РЗ. Более того, одним из условий работы УРОВ является действие РЗ на отключение выключателя.

В случае же отказа самой РЗ, защищаемый элемент должен отключиться с выдержкой времени действием резервных защит смежного элемента. Так, например, при КЗ на ВЛ-1 110 кВ (точка К1 на рис. 1) и отказе защит В-110 кВ ВЛ-1 ближними к месту КЗ защищаемыми элементами являются шиносоединительный выключатель (ШСВ 110 кВ) и автотрансформаторы (АТ-1 и АТ-2). УРОВ в данном случае работать не будет, в связи с отсутствием работы РЗ ВЛ-1 110 кВ на отключение линейного выключателя.

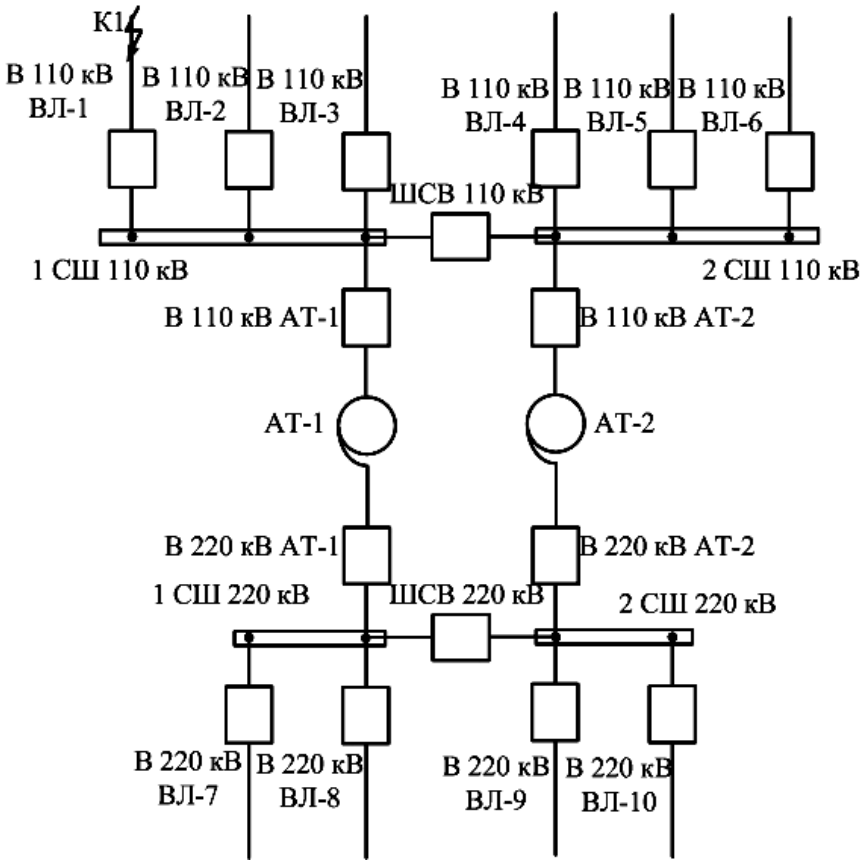


Рис. 1. Схема ПС 220/110 кВ

Рассмотрим подробнее работу защит при рассматриваемом КЗ. Дифференциальная защита шин 110 кВ (ДЗШ-110 кВ) работать не будет ввиду того, что ток КЗ направлен в линию. Ступенчатые защиты ШСВ вводятся при выводе ДЗШ, а потому в нормальном режиме они выведены [3]. Основные защиты АТ-1 и АТ-2 также работать не будут, потому как КЗ за пределами В-110 кВ АТ. В рассматриваемом

случае сработают резервные защиты АТ-1 и АТ-2, в частности, дистанционные (ДЗ) и токовые защиты нулевой последовательности (ТЗНП). Они действуют с выдержкой времени t_2 и направлены к месту КЗ. Для селективного отключения первой системы шин (1 СШ 110 кВ) эти защиты подействуют на отключение ШСВ 110 кВ. После отключения ШСВ 110 кВ ток КЗ, протекающий через АТ-2, «разворачивается» к шинам 220 кВ и ДЗ АТ 2 начинает работать с действием на отключение ШСВ 220 кВ, но не успевает реализовать это действие, потому как ДЗ АТ-1 по-прежнему остается в работе и с новой выдержкой времени t_3 отключает В 110 кВ АТ-1. Защиты АТ-2 перестают работать ввиду отсутствия тока КЗ, а напряжение со стороны ВЛ-2 и ВЛ-3 110 кВ исчезает с отключением выключателей с противоположной стороны этих линий благодаря дальнему резервированию. В случае, если эти ВЛ тупиковые, то КЗ полностью ликвидируется с момента отключения В 110 кВ АТ-1.

Таким образом, временем ликвидации КЗ при отказе РЗ ВЛ-1 110 кВ будет являться время, за которое будет отключен последний выключатель, с полным обесточиванием системы шин. В общем случае, время ликвидации КЗ (T_1) будет не менее времени t_3 и в случае, если ВЛ-1,2,3 являются тупиковыми, описывается следующей системой уравнений:

$$\begin{cases} T_1 = t_3; \\ t_3 > t_2 > t_1. \end{cases}$$

Для уменьшения времени ликвидации КЗ в таком случае, необходимо, чтобы время t_2 было равно времени t_1, где t_1 – выдержка времени соответствующей ступени РЗ ВЛ-1 110 кВ. В таком случае время t_3 можно было бы снизить, а значит снизить время ликвидации КЗ (T_1). Для выполнения этого условия необходимо, чтобы защиты ШСВ-110 кВ были введены и действовали с минимальной выдержкой времени с блокировкой при действии защит линий. Реализация этого условия в упрощенном варианте изображена на рис. 2.

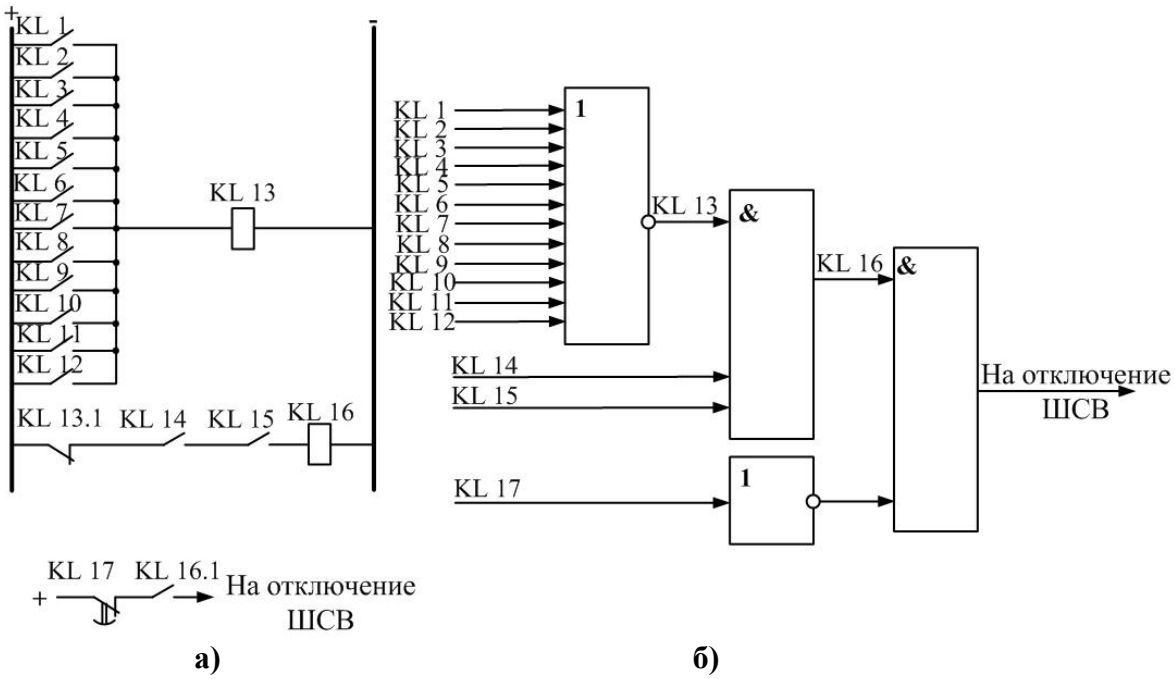


Рис. 2. Схема логической защиты ШСВ:
а – принципиальная схема; б – логическая схема

В схеме на рис. 2 KL1-KL6 – промежуточные реле защит линий 110 кВ (ВЛ1-ВЛ-6); KL7-KL8 – промежуточные реле основных защит автотрансформаторов (АТ-1 и АТ-2); KL9-KL12 – промежуточные реле защит линий 220 кВ (ВЛ7-ВЛ10); KL13 – реле блокировки защит ШСВ; KL14 – промежуточные реле защит автотрансформаторов для блокировки по направлению мощности; KL15 – промежуточное реле защит ШСВ; KL16 – выходное реле с действием на отключение ШСВ; KL17 – выходное реле защит смежного ШСВ.

Из схем на рис. 2 видно, что при работе защит на одной из линий, либо при работе основных защит одного из автотрансформаторов действие защит ШСВ на отключение блокируется. Для того, чтобы ШСВ 110 кВ и ШСВ 220 кВ не отключились одновременно, в схему включен вспомогательный контакт промежуточного реле защит автотрансформаторов. В случае, если мощность на автотрансформаторе при КЗ направлена к шинам 110 кВ – отключится ШСВ 110 кВ, потому как контакт KL14 замкнется в схеме логической защиты ШСВ 110 кВ. при этом действие на отключение ШСВ 220 кВ блокируется. Таким образом, в случае, если ни одна из защит линий и автотрансформаторов не сработала на отключение, ШСВ отключается с минимальной выдержкой времени, равной времени действия соответствующей ступени защиты линии (автотрансформатора). Благодаря такому логическому решению время ликвидации КЗ (T_2) можно снизить:

$$\begin{cases} T_2 = t_3; \\ t_3 > t_1(t_2); \\ t_1 = t_2; \\ T_2 < T_1. \end{cases}$$

В тот момент времени, когда направление мощности при КЗ «развернется» на АТ2, могут сработать защиты на отключение ШСВ 220 кВ. Для исключения такого неселективного отключения в схеме ШСВ предусмотрен блокирующий контакт от защит смежного ШСВ KL17, позволяющий подготовить схему только после отключения МВ 110 кВ АТ1.

Благодаря тому, что при отказе защиты линии при КЗ в точке К1 (рис.1), в случае наличия логической защиты, ШСВ отключен за минимально возможное время, время действия резервных защит АТ можно снизить. В данном случае КЗ ликвидируется с меньшим временем, чем при отсутствии логической защиты ШСВ.

Полученную условную модель логической защиты ШСВ, изображенную на рис. 2 можно использовать для совершенствования терминалов современных микропроцессорных защит. Функцию логического ускорения в данном случае можно было бы вводить по указаниям служб РЗА на конкретной ПС для уменьшения времени ликвидации «затянувшегося» КЗ. При этом возможность такого решения необходимо определять при проектировании ПС с учетом всех условий и режимов.

Литература

1. Чернобровов, Н.В. Релейная защита энергетических систем / Н.В. Чернобровов, В.А. Семенов. – М.: Энергоатомиздат, 1998. – 801 с.
2. Федосеев, А.М. Релейная защита электроэнергетических систем / А.М. Федосеев, М.А. Федоссев. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 527 с.
3. Инструкция по обслуживанию устройств релейной защиты и сетевой автоматики шин и автотрансформаторов Удмуртской энергосистемы / Удмуртское РДУ. – Ижевск, 2013. – 32 с.

УДК 621.311.001

АДЕКВАТНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИСТАНЦИОННЫХ ЗАЩИТ НА БАЗЕ СОВРЕМЕННЫХ СРЕДСТВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

И.С. Гордиенко
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Томское РДУ, г. Томск

Обеспечение надежного и эффективного функционирования электроэнергетических систем (ЭЭС) в нормальных и особенно аварийных и послеаварийных режимах в значительной мере определяется правильностью функционирования средств релейной защиты (РЗ) и противоаварийной автоматики (ПА). Между тем, согласно обобщенной статистике [1], значительная часть системных аварий происходит из-за неправильных действий средств РЗ и ПА, главными причинами которых являются:

1) недостаточно достоверное определение необходимых для настройки РЗ режимных параметров ЭЭС;

2) грубый и обобщенный учет погрешностей, вносимых измерительными трансформаторами (ИТ) и конкретной реализацией средств РЗ и ПА.

В настоящее время применяются преимущественно программные средства моделирования ЭЭС, в которых имеют место методические ограничения, связанные с невозможностью точного решения численными методами жестких систем дифференциальных уравнений высокого порядка, используемых при математическом описании реальных ЭЭС [2]. Поэтому в данных средствах зачастую используется ряд допущений и упрощений: разделение на статические и динамические режимы работы ЭЭС, выделение электромеханических и электромагнитных переходных процессов, статическое однолинейное представление сети и др. Указанные ограничения и допущения обусловливают существование первой из перечисленных причин. Минимизация первой причины возможна путем применения средств, позволяющих методически точно без декомпозиции и значительных упрощений математических моделей значимого электротехнического, энергетического оборудования и ЭЭС в целом производить моделирование всевозможных режимов работы. К таким средствам относится Всережимный моделирующий комплекс реального времени электроэнергетических систем (ВМК РВ ЭЭС) [2].

В современной научной литературе имеются достаточно подробные математические описания ИТ, средств РЗ и ПА. Однако, их учет в программных средствах моделирования ЭЭС выполняется упрощенно в виду следующих причин:

1) достоверный учет ИТ, РЗ и ПА предполагает увеличение жесткости и дифференциального порядка системы уравнений совокупной математической модели ЭЭС, достоверное решение которой с учетом налагаемых методических ограничений становится трудновыполнимым;

2) упрощение совокупной математической модели ЭЭС делает нецелесообразным моделирование РЗ и ПА с учетом конкретных реализаций и ИТ.

С появлением средств адекватного моделирования ЭЭС, таких как ВМК РВ ЭЭС [2], становится актуальной задача разработки математических моделей средств

РЗ и ПА с учетом конкретных реализаций и погрешностей, вносимых ИТ, адаптированных для реализации в этих средствах моделирования.

В рамках данной работы рассмотрен вопрос моделирования дистанционных защит (ДЗ) с учетом реализации и ИТ.

Выбор ДЗ в качестве объекта исследования обоснован широким применением дистанционного принципа в средствах РЗ и ПА линий электропередач (ЛЭП) высокого и сверхвысокого напряжения, в резервных защитах генераторов и трансформаторов, в устройствах автоматического прекращения асинхронного хода в ЭЭС, в устройствах защиты генераторов от потери возбуждения и др.

Методика моделирования ДЗ, позволяющая адекватно воспроизводить процессы в ИТ, значимых (промежуточных) элементах, например, входных фильтрах, органах ДЗ, с учетом их конкретной аппаратной и алгоритмической реализации приведена ранее в [3]. Полученная согласно данной методике адекватная математическая модель ДЗ может быть представлена совокупностью передаточных функций (ПФ) ИТ, промежуточных элементов и органов ДЗ, выполняющих непрерывное преобразование сигналов и связывающих их алгоритмов. Наглядное представление адекватной математической модели ДЗ иллюстрирует структурная схема, приведенная на рис. 1.

В качестве измеряемых величин в модели ДЗ используются формируемые в реальном времени в ВМК РВ ЭЭС мгновенные значения токов и напряжений. Измеряемые величины при необходимости реализации модели ДЗ при помощи других средств моделирования, например программы MATLAB, могут быть записаны в ВМК РВ ЭЭС на заданном промежутке времени моделирования, и затем импортированы в специальный файл в виде соответствующего массива мгновенных значений, который будет воспроизведен в выбранной программе.

Согласно структурной схеме на рис. 1:

ia1, ib1, ic1 [кА] – мгновенные значения первичных фазных токов;

ua1, ub1, uc1 [кВ] – мгновенные значения первичных фазных напряжений;

ZНГ_ИТТ, ZНГ_ИТН, ZНГ_ПТТ, ZНГ_ПТН [Ом] – сопротивления нагрузки измерительных и промежуточных трансформаторов тока и напряжения соответственно (могут быть заданны постоянными значениями либо вычисляться через соответствующие ПФ нагрузки в процессе моделирования);

Wитт, Wитн, Wптт, Wптн – ПФ измерительных и промежуточных трансформаторов тока и напряжения соответственно, причем

$$WИТТ = f(ZНГ_ИТТ, ZНАМ_ИТТ),$$

$$WИТН = f(ZНГ_ИТН, ZНАМ_ИТН),$$

$$WПТТ = f(ZНГ_ПТТ, ZНАМ_ПТТ),$$

$$WПТН = f(ZНГ_ПТН, ZНАМ_ПТН),$$

где ZНАМ_ИТТ, ZНАМ_ИТН, ZНАМ_ПТТ, ZНАМ_ПТН [Ом] – сопротивления ветвей намагничивания, определяемые согласно задаваемой для конкретного трансформатора кривой намагничивания;

WФ – ПФ входных фильтров, при их наличии;

WБП – ПФ блока памяти, формирующего напряжение «здоровой» фазы при близких несимметричных КЗ (либо функция запоминания напряжения в предаварийном режиме в микропроцессорных ДЗ);

E1, E2, …Ei [В] – сравниваемые величины, формируемые с учетом расчетных коэффициентов передачи по каналам тока (Ki1, Ki2, … Kin) и напряжения (Ku1, Ku2, … Kun);

WCC – ПФ схемы сравнения формируемых величин (по абсолютному значению или по фазе);

WPO – ПФ реагирующего органа;

Zу [Ом], Фмч [град], tу [сек] – параметры настройки модели ДЗ.

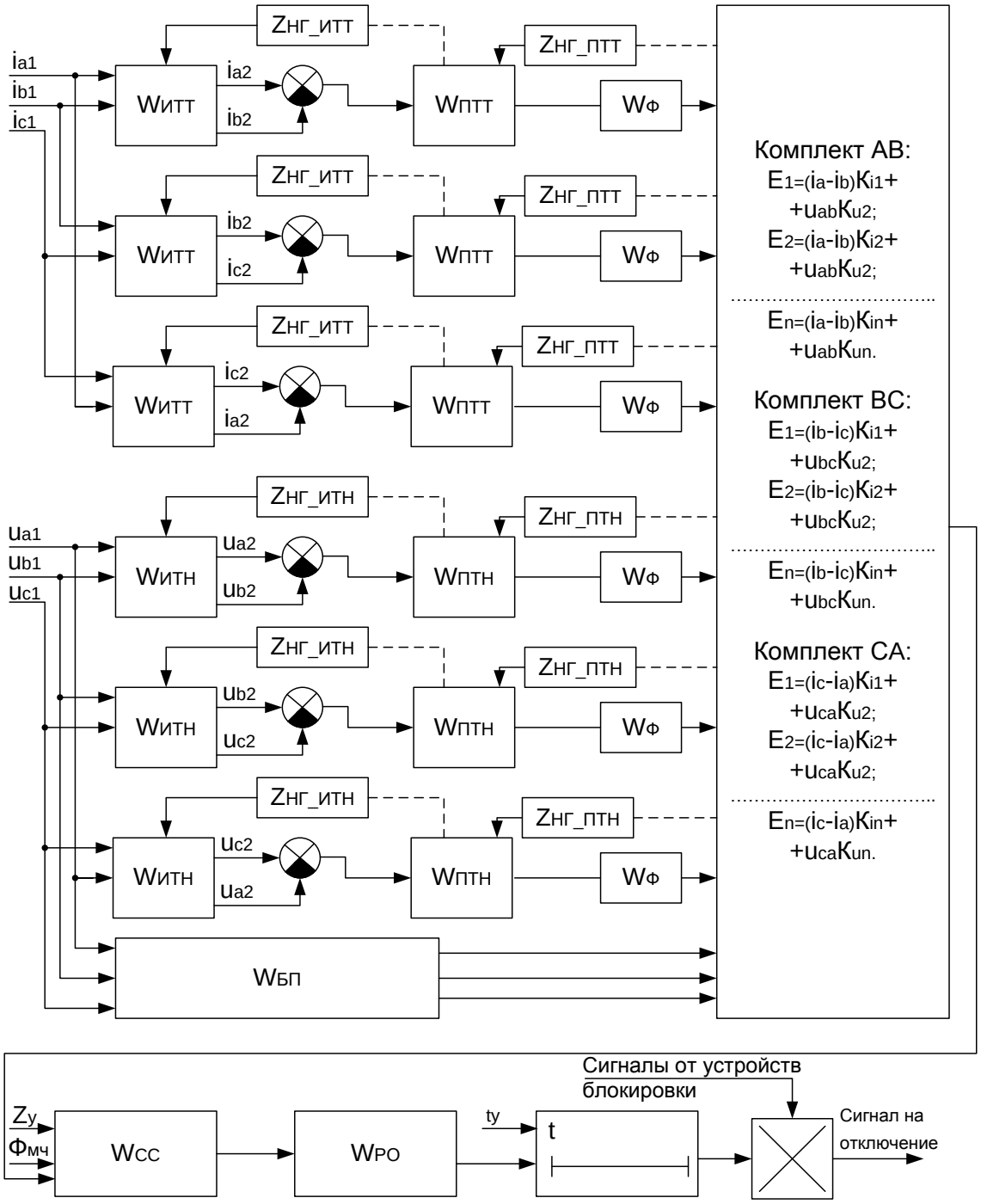


Рис. 1. Структурная схема адекватной математической модели ДЗ

На основе приведенной структурной схемы возможно формирование математических моделей большинства известных типов ДЗ от междуфазных замыканий путем обнуления или задания конкретных значений расчетных коэффициентов и постоянных времени ПФ элементов ДЗ, также при небольших структурных преобразованиях данной схемы и учете соответствующих элементов могут быть получены модели ДЗ, реагирующих на симметричные составляющие.

Для реализации модели ДЗ в ВМК РВ ЭЭС, согласно методике [3], выполняется конвертирование ПФ в систему дифференциальных и алгебраических уравнений, решаемых в специализированных модулях комплекса в реальном времени параллельно с процессом моделирования самой ЭЭС.

На рис. 2 представленны результаты моделирования двухфазного КЗ в линии 220 кВ вблизи шин ПС1 и результаты функционирования моделей ДЗ, устанавливаемых на ПС1 и ПС2.

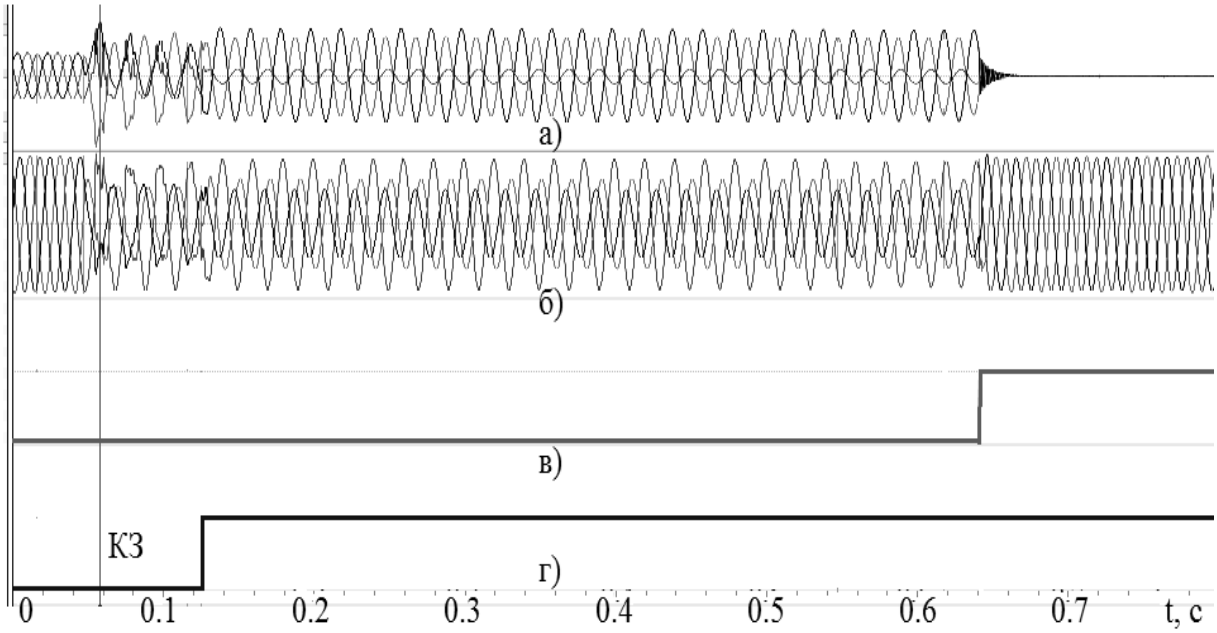


Рис. 2 Фрагменты результатов моделирования:
а) осциллограммы фазных токов в ЛЭП; б) осциллограммы фазных напряжений на шинах ПС1; в) сигнал отключения выключателя при срабатывании второй ступени ДЗ ПС2; г) сигнал отключения выключателя при срабатывании первой ступени ДЗ ПС1

Литература

1. Управление мощными энергообъединениями / Н. И. Воропай, В. В. Ершевич, Я. Н. Лугинский и др. Под ред. С. А. Совалова. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 256 с.
2. Гусев А.С. Концепция и средства всережимного моделирования в реальном времени электроэнергетических систем // Известия Вузов. Проблемы энергетики. – 2008. – № 9-10/1.
3. Боровиков Ю.С., Гордиенко И.С., Сулайманов А.О. Методика и средства адекватной настройки дистанционных защит // Вестник Самарского государственного технического университета, Электротехника. – 2013. – № 2.

УДК 621.311(082)

МОДЕЛИРОВАНИЕ БРОСКОВ ТОКОВ НАМАГНИЧИВАНИЯ ОДНОФАЗНЫХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ КАСКАДНЫХ ВКЛЮЧЕНИЯХ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

Ю.Е. Горшков
Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск

Для обеспечения нечувствительности устройств релейной защиты (РЗ) электрических станций, а также сетей напряжения 110-220 кВ, к броскам токов намагничивания (БТН) силовых трансформаторов может выполняться отстройка уставок по току или сопротивлению срабатывания и по выдержке времени. Необходимость ее применения обусловлена тем, что:

- подавляющее большинство рассматриваемых устройств РЗ выполнено на электромеханической или полупроводниковой элементной базе и не содержит в логике работы алгоритм определения БТН силовых трансформаторов (за исключением некоторых полупроводниковых реле дифференциальных защит);

- алгоритмы определения БТН силовых трансформаторов, заложенные в логике работы современных микропроцессорных устройств РЗ, принципиально различаются, в силу чего характеризуются разной эффективностью.

При выполнении отстройки нередко приходится рассматривать различные ситуации включения под напряжение как одного, так и нескольких трансформаторов. Для этого в руководящих указаниях по РЗ (вып. 9, 10, 12, 13б) приведены методики расчета, разработанные на основе исследований д.т.н. А.С. Засыпкина, инж. Г.В. Бердова, М.М. Середина, позволяющие избежать излишнего загрубления уставок защит. Однако данные методики учитывают включения под напряжение комплексов из параллельно соединенных трансформаторов, и неприменимы при последовательном их подключении. На этом основании произведен сравнительный анализ процессов возникновения БТН в разных схемах подключения трансформаторов, результаты которого позволили бы оценить необходимость учета этих случаев при отстройке уставок защит.

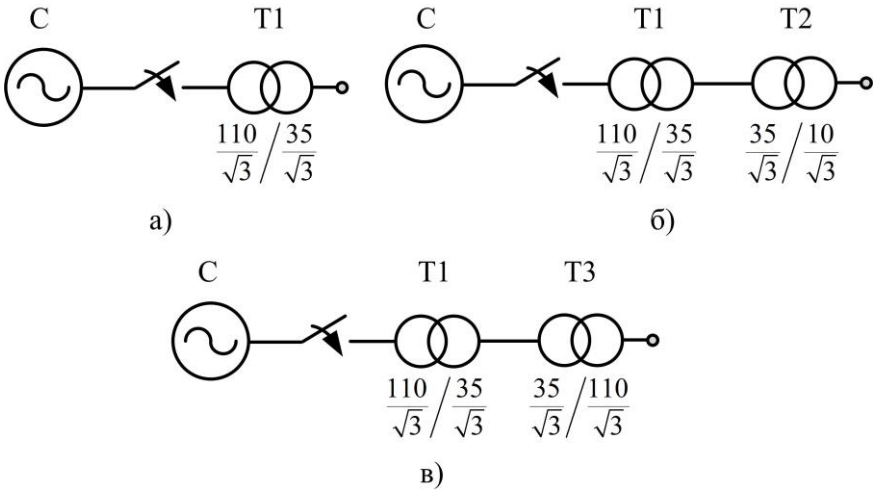


Рис. 1. Схемы анализируемых случаев включения трансформаторов на ХХ

Ниже рассмотрены модели для исследования процессов включения однофазных силовых трансформаторов на холостой ход (ХХ). Модели разработаны в пакете MATLAB/Simulink. На рис. 1 приведены исследуемые схемы включения силовых трансформаторов: *а* – включение понижающего трансформатора, *б* – включение каскада из двух понижающих трансформаторов (обмотка напряжения 35 кВ трансформатора Т2 наружная), *в* – включение каскада из понижающего и повышающего трансформаторов (обмотка напряжения 35 кВ трансформатора Т3 внутренняя).

В основе математических моделей рассматриваемых процессов включения трансформаторов положены принципы и допущения, изложенные в монографии проф. НПИ А.Д. Дроздова [1]. Эти принципы справедливы для однофазных силовых трансформаторов с магнитопроводами стержневого типа и концентрическим выполнением обмоток, когда обмотка низшего напряжения (НН) располагается под обмоткой высшего напряжения (ВН). В соответствии с допущениями составлены системы дифференциальных уравнений, описывающие процессы возникновения БТН в случаях *а, б, в*. Система уравнений, соответствующая случаю *б*, записывается следующим образом:

$$
\begin{cases}
e(t) = \left(r_c + r_{1вн}\right)\cdot i_{T1}^{вн}(t) + \left(L_c + L_{1p}^{вн}\right)\cdot \dfrac{di_{T1}^{вн}(t)}{dt} + w_1 \cdot S_1 \cdot \dfrac{dB_1(t)}{dt}; \\
i_{T1}^{вн}(t)\cdot w_1 - i_{T1}^{нн}(t)\cdot w_2 = H_1(t)\cdot l_1; \\
B_1(H_1) = 0{,}56\cdot arctg\left(\dfrac{H_1 + H_{1усл}}{10}\right)\cdot\left(1 - e^{-0{,}00038\cdot\left(H_1+H_{1усл}\right)^2}\right) + \\
+0{,}38\cdot arctg\left(\dfrac{H_1 + H_{1усл}}{50}\right) + 0{,}24\cdot arctg\left(\dfrac{H_1 + H_{1усл}}{500}\right) + \mu_0\cdot\left(H_1 + H_{1усл}\right); \\
w_2 \cdot S_1 \cdot \dfrac{dB_1(t)}{dt} = \left(r_{1нн} + r_{2вн} + r_{пр}\right)\cdot i_{T1}^{нн}(t) + \left(L_{1p}^{нн} + L_{2p}^{вн} + L_{пр}\right)\cdot \dfrac{di_{T1}^{нн}(t)}{dt} + \\
+w_3 \cdot S_2 \cdot \dfrac{dB_2(t)}{dt}; \\
i_{T1}^{нн}(t)\cdot w_3 = H_2(t)\cdot l_2; \\
B_2(H_2) = 0{,}56\cdot arctg\left(\dfrac{H_2 + H_{2усл}}{10}\right)\cdot\left(1 - e^{-0{,}00038\cdot\left(H_2+H_{2усл}\right)^2}\right) + \\
+0{,}38\cdot arctg\left(\dfrac{H_2 + H_{2усл}}{50}\right) + 0{,}24\cdot arctg\left(\dfrac{H_2 + H_{2усл}}{500}\right) + \mu_0\cdot\left(H_2 + H_{2усл}\right),
\end{cases}
$$

где $e(t)$ – зависимость мгновенного значения эквивалентной ЭДС системы от времени; r_c – активное сопротивление системы, Ом; L_c – индуктивность системы, Гн; $r_{1вн}, r_{1нн}, r_{2вн}$ – активные сопротивления обмоток трансформаторов Т1 и Т2, Ом; $L_{1p}^{вн}, L_{1p}^{нн}, L_{2p}^{вн}$ – индуктивности рассеяния обмоток трансформаторов Т1 и Т2 при включении, Гн; w_1, w_2 – количества витков обмоток ВН и НН трансформатора Т1; $i_{T1}^{вн}(t), i_{T1}^{нн}(t)$ – зависимости мгновенных значений токов обмоток ВН и НН трансформатора Т1 от времени, А; $B_1(t), B_2(t)$ – зависимости мгновенных значений индукций в стержнях трансформаторов Т1 и Т2 от времени, Тл; S_1, S_2 – площади ак-

тивных сечений стержней трансформаторов Т1 и Т2, м^2; $H_{1усл}, H_{2усл}$ – условные напряженности магнитных полей в стержнях трансформаторов Т1 и Т2 в момент включения, А/м (используются для учета остаточной индукции в стержнях трансформаторов при включении); l_1, l_2 – средние длины силовых линий магнитного поля в сердечниках трансформаторов Т1 и Т2, м; $r_{пр}$ – активное сопротивление соединительных проводов трансформаторов Т1 и Т2, Ом; $L_{пр}$ – индуктивность соединительных проводов, Гн; w_3 – количество витков обмотки ВН трансформатора Т2.

Системы уравнений, соответствующие случаям *а*, *в*, построены по аналогичному принципу с системой уравнений (1). Принятые значения параметров трансформаторов Т1–Т3 приведены ниже в таблице. На основе данных из таблицы были рассчитаны величины индуктивностей рассеяния обмоток трансформаторов Т1–Т3 при включении на ХХ согласно формулам из монографии [1].

Таблица

Значения параметров трансформаторов

	$S_{ном}$, МВА	$U_К$, %	$r_{вн}$, Ом	$r_{нн}$, Ом	$w_{вн}$	$w_{нн}$	l, м	S, м^2
Т1	10	11	1,0	0,1	1070	340	2,2	0,21
Т2	10	8	0,1	---	340	---	2,0	0,21
Т3	50	10	0,02	---	340	---	4,5	1,00

Для сравнительного анализа БТН при включении трансформаторов на ХХ, в соответствие с работами [1, 2], достаточно аппроксимировать зависимость $B(H)$ линейными участками намагничивания стали магнитопровода до и после условных моментов полного насыщения. Однако при решении системы уравнений с помощью ЭВМ такая аппроксимация может усложнить задачу, так как производная полученной функции будет иметь разрыв в точках условного насыщения, поэтому была аппроксимирована основная кривая намагничивания стали марки Э330 в переменном магнитном поле с частотой 50 Гц при толщине листов стали 0,35–0,5 мм, взятая из монографии В.В. Дружинина [3], в силу ее близости к средней кривой намагничивания в сильных магнитных полях.

В качестве максимально возможного значения остаточной индукции холоднокатаной стали стержней трансформаторов, согласно работе [2], было принято значение 1 Тл, которому в данной модели соответствует величина $H_{усл}$, равная 68 А/м.

Обработанные виртуальные осциллограммы, полученные при решении систем уравнений в пакете *MATLAB/Simulink*, приведены на рис. 2. Данные осциллограммы соответствуют наихудшим моментам включения трансформаторов на ХХ для случаев *а*, *б*, *в*, когда значение остаточной индукции в стержнях трансформаторов максимально, а замыкание контактов выключателя происходит при переходе синусоиды напряжения питающей системы через нуль. Активные сопротивления и индуктивности питающей системы и соединительных проводов трансформаторов были приняты равными нулю.

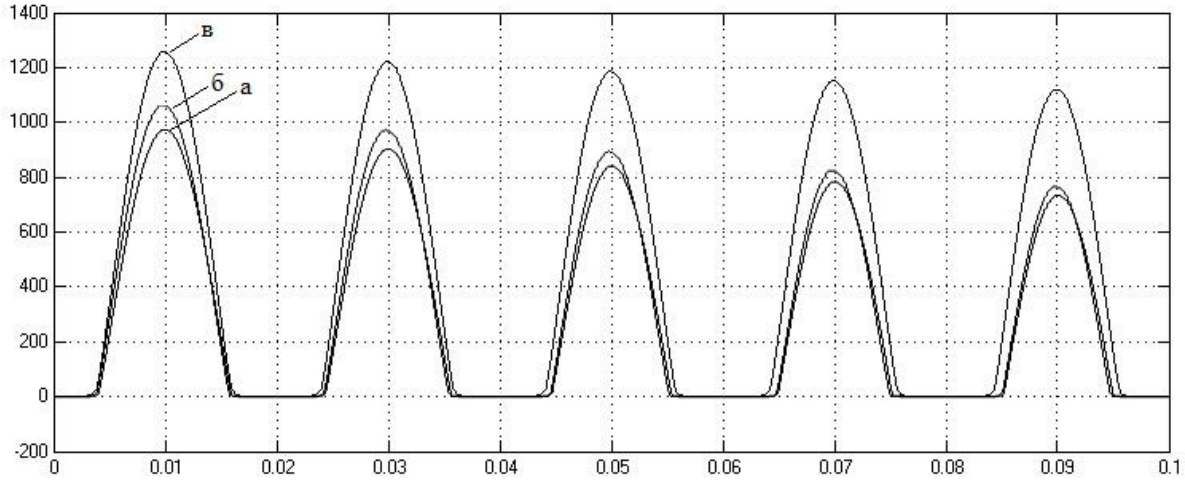


Рис. 2. Обработанные виртуальные осциллограммы зависимостей $i_{T1}^{вн}(t)$, А(с), соответствующие наихудшим моментам включения для случаев *а, б, в*

Из анализа представленных на рис. 2 зависимостей следует, что при отстройке уставок РЗ от БТН силовых трансформаторов учет дополнительных случаев включения типа *б* не требуется, так как величина первого пика БТН в случае *б* составляет 107% по отношению к первому пику в случае *а*. Случаи же типа *в* следует учитывать, так как величина первого пика БТН в случае *в* составляет 132% по отношению к первому пику в случае *а*.

Литература

1. Дроздов А.Д. Электрические цепи с ферромагнитными сердечниками в релейной защите. – М.: Изд-во Энергия, 1965. – 240 с.
2. Силовые трансформаторы: справочная книга / под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина. – М.: ЭНЕРГОИЗДАТ, 2004. – 615 с.
3. Дружинин В.В. Магнитные свойства электротехнической стали. – М.: Изд-во Энергия, 1974. – 238 с.

УДК 621.311

РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ПРОИЗВОЛЬНОЙ ДЛИТЕЛЬНОСТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ СИНХРОННЫХ ГЕНЕРАТОРОВ

К.Е. Горшков
Южно-Уральский государственный университет, г. Челябинск

Для расчета действующего значения периодической составляющей тока короткого замыкания (КЗ) в произвольные моменты времени в электроэнергетических системах напряжением свыше 1 кВ широко применяется приближенный метод типовых кривых. Данный метод оперирует кривыми изменения во времени отношения действующего значения периодического тока КЗ синхронного генератора (СГ) в произвольный и начальный моменты времени и подробно изложен в работах [1–3]. Наряду с достоинствами, такими как универсальность и простота применения, ме-

тод типовых кривых обладает и недостатками. К ним можно отнести ограничение расчетной длительности КЗ временными интервалами кривых, пренебрежение индивидуальной настройкой параметров регуляторов и особенностями работы систем возбуждения, необходимость поиска и систематического обновления и дополнения наборов типовых кривых. Указанные недостатки накладывают соответствующие ограничения и на возможности программных комплексов расчета токов КЗ, в которых реализован данный метод. Поэтому актуальна разработка методов расчета токов КЗ произвольной длительности, использующих помимо графических зависимостей, также и математические модели синхронных машин.

Сегодня широко известно значительное число математических моделей, описывающих работу синхронных генераторов в установившихся и переходных режимах при различных видах КЗ в энергосистеме и отличающихся по степени сложности математического аппарата, точности и достоверности. Однако применение большинства из них в программах расчета токов КЗ зачастую не представляется возможным, так как эти программы, как правило, оперируют системами только линейных алгебраических уравнений, формируемых для узловых напряжений или контурных токов расчетной схемы сети, где рассматривается КЗ. Так расчет в программном комплексе «ТоКо», разработанном на кафедре «Электрические станции, сети и системы» ЮУрГУ и применяемом в ряде организаций [3], основывается на решении точными методами систем линейных узловых уравнений в соответствии с требованиями, изложенными в руководящих указаниях по расчету токов КЗ. В связи с этим возможности математического аппарата, заложенного в этом программном комплексе и в аналогичных ему, значительно ограничивают внедрение в них сложных математических моделей, в частности, моделей, требующих численного решения систем дифференциально-алгебраических уравнений.

Однако совершенствование подобных расчетных комплексов в этом направлении также возможно, например, за счет применения моделей синхронных машин, получаемых на основе приближенного аналитического решения системы дифференциальных уравнений Парка-Горева. Ниже показан опыт применения таких моделей для синхронных генераторов с тиристорными системами независимого и самовозбуждения (СНВ и ССВ) в программном комплексе «ТоКо» при расчете токов КЗ в сетях напряжением свыше 1 кВ.

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ генератора в долях номинального тока статора спустя время *t* после возникновения замыкания может быть найдено как:

$$I_{\text{п}*}(t) = \sqrt{i_{d*}^2(t) + i_{q*}^2(t)},$$

где $i_{d*}(t)$, $i_{q*}(t)$ – проекции обобщенного вектора тока синхронной машины на ортогональные оси ротора.

Для синхронных генераторов с тиристорными системами независимого возбуждения методика получения аналитических выражений для составляющих токов в *d*, *q*-осях ротора при симметричных КЗ представлена в работе [2]. В программе составляющие определяются следующим образом:

$$
\begin{cases}
i_{d*}(t) = i_{d0*} - \dfrac{u_{q0*}}{x_{d*} + x_{\text{вн.*}}} - \left(\dfrac{u_{q0*}}{x'_{d*} + x_{\text{вн.*}}} - \dfrac{u_{q0*}}{x_{d*} + x_{\text{вн.*}}} \right) \mathrm{e}^{-\frac{t}{T'_{d\,\text{вн.}}}} - \\
- \left(\dfrac{u_{q0*}}{x''_{d*} + x_{\text{вн.*}}} - \dfrac{u_{q0*}}{x'_{d*} + x_{\text{вн.*}}} \right) \mathrm{e}^{-\frac{t}{T''_{d\,\text{вн.}}}} - \dfrac{x_{ad*} \Delta i_{f\text{пр.*}}}{x_{d*} + x_{\text{вн.*}}} \left(1 - \dfrac{T'_{d\,\text{вн.}} - T_{1d\sigma}}{T'_{d\,\text{вн.}} - T''_{d\,\text{вн.}}} \mathrm{e}^{-\frac{t}{T'_{d\,\text{вн.}}}} + \right. \\
\left. + \dfrac{T''_{d\,\text{вн.}} - T_{1d\sigma}}{T'_{d\,\text{вн.}} - T''_{d\,\text{вн.}}} \mathrm{e}^{-\frac{t}{T''_{d\,\text{вн.}}}} \right); \\
i_{q*}(t) = i_{q0*} + \dfrac{u_{d0*}}{x_{q*} + x_{\text{вн.*}}} + \left(\dfrac{u_{d0*}}{x''_{q*} + x_{\text{вн.*}}} - \dfrac{u_{d0*}}{x_{q*} + x_{\text{вн.*}}} \right) \mathrm{e}^{-\frac{t}{T'_{1q\,\text{вн.}}}},
\end{cases}
\tag{1}
$$

где i_{d0*}, i_{q0*}, u_{d0*}, u_{q0*} – проекции обобщенных векторов тока и напряжения на оси ротора в режиме генератора, предшествующем замыканию; $\Delta i_{f\text{пр.*}}$ – предельно допустимое приращение тока ротора в установившемся режиме КЗ над током предшествующего режима; x_{d*}, x_{q*}, x'_{d*}, x''_{d*}, x''_{q*}, x_{ad*} – каталожные сопротивления СГ; $x_{\text{вн.*}}$ – внешнее эквивалентное сопротивление, отделяющее точку КЗ от выводов генератора; $T'_{d\,\text{вн.}}$, $T''_{d\,\text{вн.}}$, $T'_{1q\,\text{вн.}}$, $T_{1d\sigma}$ – постоянные времени, определяемые с учетом внешнего сопротивления.

Выражение (1) описывает переходный процесс в идеализированной синхронной машине с парой эквивалентных демпферных контуров, по одному в каждой из осей ротора, без учета влияния активного сопротивления в цепи статора. Постоянная времени тиристорной системы возбуждения приравнена нулю ввиду своей малости. Максимальная величина нарастания тока статора под действием автоматического регулятора возбуждением задана предельным приращением тока ротора, которое в долях базисного значения тока возбуждения $I_{f\text{б}}$ может быть найдено как:

$$
\Delta i_{f\text{пр.*}} = \left(K_I I_{f\text{ном}} - I_{f0} \right) \Big/ I_{f\text{б}},
$$

где K_I – кратность форсировки по току; I_{f0} – ток возбуждения в предшествующем режиме; $I_{f\text{ном}}$ – номинальная величина тока.

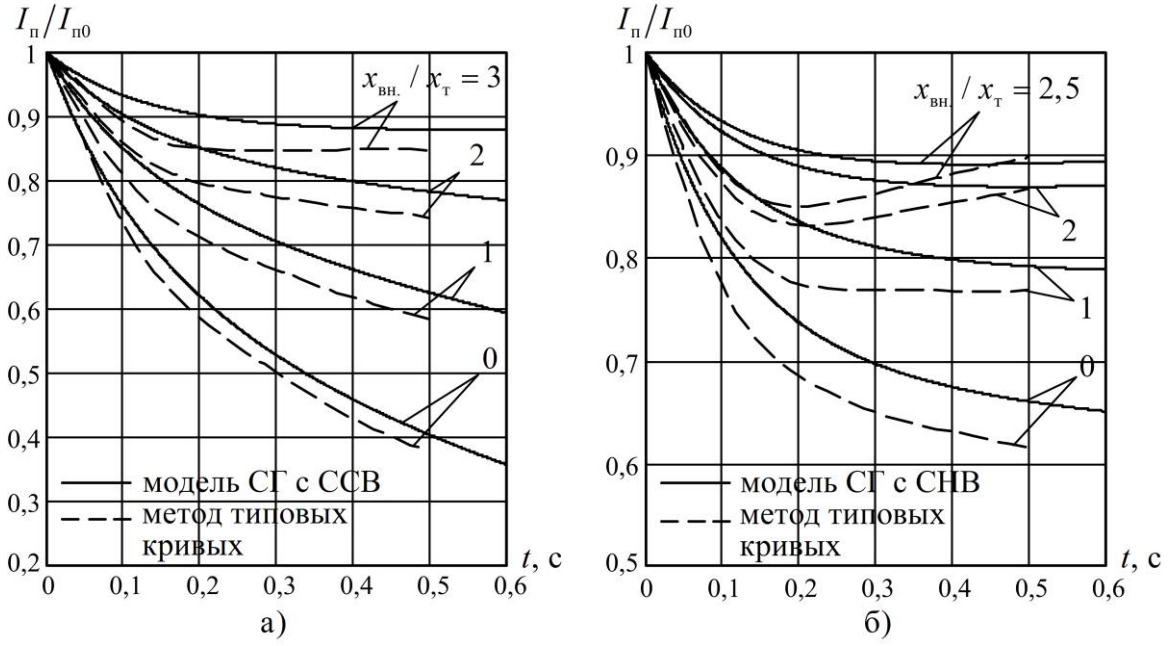
В случае синхронных генераторов с тиристорными системами самовозбуждения составляющие в *d*, *q*-осях ротора могут быть найдены из приближенного совместного решения системы дифференциальных уравнений СГ с уравнением внешней характеристики тиристорного преобразователя ССВ. В соответствии с работами [4, 5] искомые выражения получены в виде:

$$
\begin{cases}
i_{d*}(t) = \left(i_{d0*} - \dfrac{i_{f0*} x_{ad*} + i_{d0*} x_{d*}}{x'_{d*} + x_{\text{вн.*}}} \right) \mathrm{e}^{-\frac{\left(r_{f*} + r_{d*}\right)\left(x_{d*} + x_{\text{вн.*}}\right) - r_{e*} x_{ad*}}{x_{f*}\left(x'_{d*} + x_{\text{вн.*}}\right)} \omega t} - \left(i_{f0*} x_{ad*} + \right. \\
\left. + i_{d0*} x_{d*} \right) \left(\dfrac{1}{x''_{d*} + x_{\text{вн.*}}} + \dfrac{1}{x'_{d*} + x_{\text{вн.*}}} \right) \mathrm{e}^{-\frac{r_{1d*} x'_{f*}}{\left(x_{f*} + x_{1d*} - 2x_{ad*}\right) x'_{f*} - \left(x_{f*} - x_{ad*}\right)^2} \omega t}; \\
i_{q*}(t) = i_{q0*} \dfrac{x_{aq*}^2}{x_{aq*}^2 - \left(x_{q*} + x_{\text{вн.*}}\right) x_{1q*}} \mathrm{e}^{-\frac{r_{1q*}\left(x_{q*} + x_{\text{вн.*}}\right)}{\left(x_{q*} + x_{\text{вн.*}}\right) x_{1q*} - x_{aq*}^2} \omega t},
\end{cases}
\tag{2}
$$

где r_{f*}, r_{1d*}, r_{1q*} – активные сопротивления обмотки возбуждения и демпферных обмоток; r_{e*} и r_{d*} – эквивалентные параметры возбудителя в режиме предельной форсировки, определяемые из уравнения внешней характеристики тиристорного преобразователя.

Коэффициенты при степенях в выражении (2) получены из разложения корней характеристического уравнения исходной системы дифференциальных уравнений и представлены только членами первого порядка малости. В дальнейшем коэффициенты могут быть уточнены, добавлением составляющих второго порядка, например, как это сделано в работе [5]. Также отметим, что в выражении (2), как в случае и с предыдущей моделью, мы пренебрегаем активными сопротивлениями в цепи статора генератора и взаимным влиянием токов в осях ротора, что с одной стороны значительно упрощает поиск аналитического решения, а с другой, обусловливает погрешность расчета токов СГ в этих моделей.

На рисунке показаны кривые отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ в произвольный и начальный моменты времени для синхронных блоков мощностью 200 и 500 МВт, полученные в программе «ТоКо» посредством моделей (1) и (2) и по методу типовых кривых. Из сравнения кривых видно, что приведенные модели демонстрируют несколько меньшую скорость затухания свободных токов в обмотках генераторов, нежели типовые кривые. При этом в случае СГ с ССВ рассмотренная модель требует знания достоверной информации о параметрах преобразовательного трансформатора ССВ, так как его сопротивления оказывают непосредственное влияние на интенсивность нарастания тока в обмотке возбуждения и периодического тока статора. Разница между значениями на графиках в моменты времени 0,2 и 0,5 с составляет 5-8% и 3-7% для ССВ и 7-8% и 2-7% для СНВ в большую сторону, что делает данные модели применимыми при расчете токов симметричных КЗ.



Кривые изменения периодической составляющей тока трехфазного КЗ:
а – ТГВ-200-2М; б – ТВВ-500-2

В завершении отметим, что приведенные модели могут быть также использованы и для расчета действующих значений периодических токов несимметричных КЗ методом симметричных составляющих. В этом случае внешнее сопротивление $x_{\text{вн.*}}$ следует дополнить добавочным сопротивлением несимметричного замыкания в точке КЗ.

Литература

1. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. – 152 с.
2. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. – М.; Л.: Изд-во Энергия, 1964. – 704 с.
3. Коровин Ю.В., Пахомов Е.И., Горшков К.Е. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах. – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 114 с.
4. Глебов И.А. Электромагнитные процессы систем возбуждения синхронных машин. – Л.: Наука, 1987. – 344 с.
5. Гольдштейн М.Е., Горшков К.Е. Математическая модель синхронного генератора с системой самовозбуждения в режиме форсировки при несимметричных коротких замыканиях в энергосистеме // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». – 2009. Вып. 12. – № 34 (167). – С. 4-11.

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)

РОССИЯ И CIGRE: 90 ЛЕТ ПАРТНЕРСТВА И ОПЫТ РАБОТЫ С МОЛОДЕЖЬЮ

А.В. Гофман, Л.А. Кеткин, Ф.С. Калашников, П.В. Чусовитин
НП «РНК СИГРЭ»

Одной из главных задач мирового энергетического сообщества в начале XX века стало создание централизованных энергетических систем, объединяющих в единое целое производство электроэнергии крупными источниками генерации, ее трансформацию и передачу по сетям на дальние расстояния, а затем распределение большому количеству потребителей.

Первым международным органом в области электротехники стала созданная в 1906 году Международная электротехническая комиссия (*International Electrotechnical Commission, IEC*). Управляющий Швейцарской компании по передаче и распределению электроэнергии B. Bauer и председатель французского объединения энергокомпаний R. Legouez стали инициаторами переговоров с IEC и международных консультаций с заинтересованными сторонами по вопросам консолидации усилий в области научно-технических проблем электроэнергетики и, в частности, по проблемам создания крупных энергообъединений. По результатам консультаций и переговоров с IEC было принято решение о создании новой неправительственной международной организации ученых и специалистов, задачей которой было бы регулярное проведение научно-практических профессиональных конференций по проблемам больших энергосистем.

Первая конференция открылась в Париже 21 ноября 1921 года – эта дата считается днем основания *CIGRE*. В ней приняли участие 231 инженер в области

техники высоких напряжений из 12 стран, в том числе 187 представителей Франции и 44 делегата из стран Европы и США. На конференции 1921 года было принято решение о проведении таких профессиональных встреч в Париже регулярно, 1 раз в 2 года, и сформирован первый руководящий орган организации – Административный совет *CIGRE*, который определяет основные направления научных исследований и принимает решения по всем ключевым вопросам работы CIGRE. CIGRE объединил широкий круг ученых и специалистов по электроэнергетике на основе индивидуального или коллективного членства.

Первоначальное название организации «*Conference International des Grand Reseaux Electriques a Haute Tension*» (*CIGRE*) – Международная конференция по большим электрическим системам высокого напряжения, сохранялось до 2000 года, когда она, сохранив свою аббревиатуру, была переименована в «Conseil International des Grands Réseaux Electriques» – Международный совет по большим электрическим системам высокого напряжения. Ныне *CIGRE* – это постоянно действующая неправительственная некоммерческая организация, основной целью деятельности которой является развитие технических знаний и обмен информацией в областях производства и передачи электроэнергии с учетом происходящих в мире изменений в сфере государственного управления, экономических и структурных факторов в электроэнергетике. Сферами интереса *CIGRE* являются: электрооборудование высокого напряжения; линии электропередачи; подстанции; вопросы развития систем передачи электроэнергии и объединения энергосистем; развитие рынка электроэнергии; системы и средства релейной защиты, телемеханики и связи.

В настоящее время в *CIGRE* входят около 9 тысяч ученых и специалистов в области электроэнергетики из 90 стран мира. В рамках *CIGRE* постоянно действует 16 международных исследовательских комитетов и большое количество рабочих групп, сформированных из авторитетных специалистов и ученых, тематика работы которых охватывает весь спектр проблем функционирования и развития энергосистем и энергетических рынков.

В ходе регулярных сессий и коллоквиумов *CIGRE* специалисты, занятые во всех областях электроэнергетики, обмениваются опытом, намечают перспективные направления сотрудничества в развитии энергетики. По результатам исследований, проводимых *CIGRE*, публикуются отчеты, обзоры и другие материалы, широко используемые при формировании стратегии развития энергетики в Европейском Союзе и других регионах мира. *CIGRE* регулярно издает журнал «Electra», в котором подробно освещается деятельность организации, публикуются технические статьи по актуальным вопросам электроэнергетики, в том числе статьи по итогам изучения и анализа развития знаний и практики по отдельным вопросам, проводимым исследовательскими комитетами и их рабочими группами. Издаются материалы сессий и симпозиумов *CIGRE* а также технические брошюры, содержащие ценные рекомендации по важнейшим вопросам функционирования и развития электроэнергетики, выработанные на основе деятельности исследовательских комитетов. Национальные комитеты *CIGRE* призваны объединить внутри страны-участницы *CIGRE* усилия ученых и специалистов по актуальным направлениям исследований и организо-

вать эффективное взаимодействие с зарубежными коллегами. Первые Национальные комитеты *CIGRE* были сформированы в 1931 году в Великобритании, Голландии и Италии.

Все время существования *CIGRE* вопросу выращивания молодых специалистов и ученых уделялось значительное внимание. Здесь можно выделить усилия по привлечению молодежи к работе в исследовательских группах *CIGRE*, соавторство молодых ученых с маститыми учеными в написании статей, сниженный вдвое размер ежегодного членского взноса для молодых специалистов и ученых в возрасте до 35 лет. Очень активно молодежную политику в *CIGRE* поддерживает *Colin Ray,* почетный член *CIGRE*, благодаря усилиям которого в Великобритании в 2007 году было создано молодежное объединение – CIGRE *Next Generation Network* (*NGN*) *United Kingdom*. В настоящее время созданы и работают молодежные объединения в составе национальных комитетов *CIGRE* Германии, Австралии, Китая, Голландии, Франции, России и США.

Россия присоединилась к *CIGRE* в 1923 году. Во второй сессии CIGRE, проходившей в ноябре – декабре 1923 года в Париже, приняли участие семь делегатов от РСФСР. Национальный комитет СИГРЭ СССР (СНК СИГРЭ) создан в 1957 году.

В 2003 году национальный комитет СИГРЭ в России зарегистрирован как юридическое лицо – Некоммерческое партнерство «Российский национальный комитет Международного Совета по большим электрическим системам высокого напряжения» (НП РНК СИГРЭ).

Членами РНК СИГРЭ является 57 организаций и свыше 500 специалистов-энергетиков. В РНК представлены ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», Российская академия наук, ОАО «ВНИИР», ФГУП ВЭИ, ОАО «Институт «Энергосетьпроект», ОАО «НТЦ ЕЭС», ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», ОАО «Силовые машины», Санкт-Петербургский Государственный Политехнический Университет, другие ведущие российские электроэнергетические и электротехнические компании, проектные и научно-исследовательские институты и вузы.

Российский национальный комитет занимает одно из ведущих мест в *CIGRE*, как по численности, так и по уровню исследований в области электроэнергетики. Российские специалисты работают в руководящих органах *CIGRE* – Исполнительном комитете и Административном совете, а также во всех исследовательских комитетах *CIGRE* и ряде рабочих групп.

В 2013 году отмечается юбилейная дата – 90 лет России в *CIGRE*. За 90 лет участия в работе *CIGRE* отечественные ученые и инженеры-практики представили для обсуждения на сессиях свыше 300 докладов, активно участвовали в работе исследовательских комитетов и рабочих групп, симпозиумов и коллоквиумов СИГРЭ. Участие в работе *CIGRE* способствует признанию высокого уровня исследований и разработок в области электроэнергетики, проводимых в нашей стране, и их практической реализации. По результатам отечественных докладов и исследований опубликованы сотни отчетов, обзоров и других материалов, широко используемых в работе энергетиков различных стран.

С июня 2012 года в РНК СИГРЭ работает Молодежная секция, участниками которой являются студенты, бакалавры и магистранты российских технических вузов, обучающиеся по электроэнергетическим специальностям, а также аспиранты и молодые ученые.

Основной целью Молодежной секции РНК СИГРЭ является воспитание и подготовка нового поколения российских энергетиков – молодых ученых, технологов, конструкторов, менеджеров, обладающих международной конкурентоспособностью, способных осуществить технологический инновационный прорыв в российской электроэнергетике. Создание Молодежной секции также преследует цель формирования стимулов для потенциальных работодателей инвестировать средства в человеческий капитал, формировать кадровый резерв за счет выпускников российских технических вузов, участвовать в развитии талантов, профессионального мастерства, творческого и инновационного потенциала современной молодежи. Благодаря Молодежной секции РНК СИГРЭ уже за первый год ее работы свыше 300 российских студентов, аспирантов, молодых специалистов в возрасте до 35 лет получили статус «молодых членов» *CIGRE*.

В рамках Молодежной секции РНК СИГРЭ, при поддержке ведущих электроэнергетических компаний, на регулярной ежегодной основе в российских технических вузах проводятся конкурсы студенческих научно-технических работ (рефератов, докладов, переводов, др.), олимпиады, викторины, конференции, иные интересные и познавательные мероприятия, нацеленные на выявление, поддержку, продвижение образовательной активности молодежи и ее достижений в профессиональном обучении, научно-техническом развитии и творчестве.

Лучшие студенты – победители конкурсов являются кандидатами для последующего обучения по специализированным магистерским программам в вузах и для зачисления в кадровый резерв, на стажировку и трудоустройство в ведущие компании электроэнергетики,

Мероприятия Молодежной секции проходят на базе российских технических вузов. Их проведение обеспечивается заведующими и преподавателями базовых кафедр электроэнергетического и электротехнического профиля, экспертами и специалистами российских компаний электроэнергетики.

По данным, приведенным на последней, 44-ой сессии *CIGRE*, общая численность объединений молодых членов *CIGRE* по состоянию на август 2012 года насчитывала около 600 членов, в том числе около 20 молодых представителей России. В период с сентября по декабрь 2012 года, в связи с началом деятельности Молодежной секции РНК СИГРЭ, численность молодых членов в РНК СИГРЭ увеличилась более чем на 300 человек. В связи с этим российское молодежное объединение СИГРЭ стало одним из крупнейших. С момента начала своей работы Молодежная секция РНК СИГРЭ фактически является первой и единственной российской молодежной организацией электроэнергетики международного уровня. Данное обстоятельство вызывает значительный международный интерес к первому российскому опыту работы со студенческой молодежью в рамках СИГРЭ, полученному в 2012 году.

Основными событиями и результатами деятельности Молодежной секции РНК СИГРЭ за 2012-2013 годы стали:

1) Заключение соглашений о сотрудничестве с 10 ведущими российскими техническими вузами, осуществляющими подготовку специалистов в области электротехники и электроэнергетики;

2) Запуск Интернет-страницы Молодежной секции на Интернет-сайте РНК СИГРЭ http://www.cigre.ru/rnk/youth/;

3) Проведение мероприятий – конкурсов, викторин, олимпиад и форумов на базе российских ведущих технических вузов, по результатам которых более 50 студентов зачислены в кадровый резерв ОАО «СО ЕЭС»:

– Межвузовский конкурс выпускных квалификационных работ по электроэнергетической и электротехнической тематикам, проведенный в 8 ведущих российских технических вузах. Конкурс позволяет сопоставить уровень базовой подготовки специалистов в различных вузах. Тезисы победителя конкурса – Дмитрия Никитина из ТПУ, г. Томск, были отобраны Техническим комитетом РНК СИГРЭ для представления на 45-й сессии CIGRE в г. Париж.

– Внутривузовский конкурс рефератов по электроэнергетической и электротехнической тематикам, в конкурсе приняли участие 341 студент из восьми вузов. Конкурс способствует отбору студентов для обучения по специализированным магистерским образовательным программам ОАО «СО ЕЭС».

– Всероссийская студенческая олимпиада по электроэнергетике на базе ИГЭУ, которая собрала более 70 студентов из российских ведущих технических вузов. Состязания проводились в командном и личном первенствах.

– Конкурс переводчиков научно-технической литературы. Целью конкурса является повышение уровня знаний иностранных языков и технической терминологии в сферах электроэнергетики и электротехники. Конкурс прошел в СамГТУ, ИГЭУ, КГЭУ, ТПУ, УрФУ.

– Школа-семинар «Коммерциализация научно-технических идей в энергетике» организованная совместно со Студенческим Научным Обществом ИГЭУ. На школу-семинар приглашаются студенты-победители мероприятий молодежной секции, где они встречаются с представителями российских компаний электроэнергетики.

– Конкурс докладов по тематике *CIGRE* в рамках VIII молодежной международной научной конференции «Тинчуринские чтения» на базе КГЭУ.

– Первая всероссийская студенческая олимпиада по электротехнике на базе ИГЭУ. В олимпиаде приняли участие более 70 студентов из 12 ведущих технических вузов.

– Конкурс докладов по тематике *CIGRE* в рамках VIII международной научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Энергия -2013».

– Всероссийская студенческая олимпиада по электроэнергетическим системам на базе ТПУ с участием в ней более 80 студентов из 11 ведущих российских технических вузов.

– Викторина «Знаешь ли ты историю электроэнергетики?» Викторина была проведена в СамГТУ и ТПУ. Викторина является уникальным мероприятием, которое способствует повышению интереса студентов к истории электроэнергетики, развитию логического мышления и выработке навыков командного взаимодействия. В 2013/2014 учебном году в викторине примут участие 6 ведущих российских технических вузов. По итогам внутривузовских викторин будет определены команды победителей, которые примут участие в финальном этапе викторины.

– Межрегиональный форум «Энергия молодости». Форум проведен совместно с Благотворительным фондом «Надежная смена». Форум поводится ежегодно с целью повышения интереса учащихся лицеев к техническим наукам и научно-техническому творчеству и знакомство с основами проектной деятельности.

– Активное участие в организации проведения конференции «Электроэнергетика глазами молодежи».

4) Издание I-го выпуска Вестника Молодежной секции РНК СИГРЭ по итогам конкурса докладов «Энергия - 2013»;

5) Участие в Молодежном форуме СИГРЭ, состоявшемся 29.08.2012 в рамках 44-ой сессии СИГРЭ в Париже, главным итогом форума стало установление контактов и обмен информацией о деятельности молодежных организаций в рамках СИГРЭ, определение направлений расширения связей и развития сотрудничества, установление информационного обмена и прямых связей с координаторами молодежных организаций СИГРЭ из Германии, Великобритании, Новой Зеландии, Китая и США;

6) Подготовка и проведение 1-ой и 2-ой встречи председателей молодежных групп национальных комитетов СИГРЭ (*CIGRE Young Member Group Chairpersons Meeting*), состоявшихся в режиме онлайн конференции;

7) Организация взаимодействия между вузами, примером стала организация подачи совместной заявки ТПУ и УрФУ на 6-й конкурс проектных заявок *TEMPUS* о модернизации магистерских образовательных программ в области энергетики в соответствии с европейскими требованиями по аккредитации образовательных программ;

8) Организация обучения трех магистрантов ТПУ, отобранных по результатам конкурсов Молодежной секции, по специализированным образовательным программам в Мюнхенском техническом университете.

Молодежная секция РНК СИГРЭ с большим интересом принята российскими техническими вузами, поддержана ведущими компаниями электроэнергетики, высоко оценена федеральными органами исполнительной власти, замечена на международной арене. Но главное – в программу поверила студенческая молодежь, выбравшая электроэнергетику для своей будущей профессиональной судьбы.

Литература

1. Ишкин В.Х., Мамиконянц Л.Г. Международный совет по большим электрическим системам. История деятельности СИГРЭ в 1921 – 2001 гг. – М.: Издательство МЭИ, 2003. – 136 с., ил

УДК 621.316.925(083.75)

АНАЛИЗ ОТКЛЮЧЕНИЯ СЛОЖНОГО ОДНОФАЗНОГО ПОВРЕЖДЕНИЯ В СЕТИ 110 КВ

Р.Д. Заманов, С.В. Каграманов
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Северокавказское РДУ, г. Пятигорск

Воздушные линии электропередач (ЛЭП) являются “артериями” энергосистемы, повреждения которых может наносить значительный ущерб народному хозяйству и представлять большую опасность для жизни оказавшихся поблизости людей.

Одной из основных целей службы РЗА является анализ каждого отключения с проверкой правильности работы устройств релейной защиты ЛЭП и оборудования станций и подстанций [1]. Как правило, сложные отключения в энергосистеме СК РДУ происходят редко, но зачастую (особенно если сеть не закольцована) имеют масштабный характер.

Анализ отключения начинается с просмотра карточки отключения, которая заполняется диспетчером СК РДУ по предоставленной (дежурным диспетчером предприятия в котором произошло отключение) информации. Карточки отключения (КО) – это специальное программное обеспечение, разработанное в СК РДУ, которое предназначено для создания накопительной информации об отключениях ВЛ 110 кВ и выше. Для каждой ВЛ 110-330 кВ операционной зоны СК РДУ создается шаблон карточки, в который, при отключении заносятся время отключения, двухсторонние (для более точного определения места повреждения) показания фиксирующих приборов (или регистраторов аварийных событий), работа защит, прохождение команд по ВЧ каналам противоаварийной автоматики, работа АПВ. При неуспешном АПВ или РПВ, также заполняются лист КО в который заносится вся вышеуказанная информация. Пример заполнения такой карточки приведен на рис. 1.

Карточка отключения ВЛ 0 откл. **Л-18** *Время включения ВЛ*

Дата	Время
22.06.2013	15:05:00

Промкомплекс ЗФЭС **Северная**

Дата	Время

Л-18

основной	**ИМФ-3Р**
резервный	
М-2	**ИМФ-3Р**

оп. оп

S, км 10,4

ИМФ-3Р	основной
_	резервный
_	М-2

Показания ФП, РАС,терм	***ПС Промкомплекс***				
	L, км	***Фазы***	***3Io, кА***	***3Uo, кВ***	***Проверка***
осн / рез /М-2	**1,8**	**С**	2,31	35,40	Правильно
Tкз, с	0,92				

Показания ФП, РАС,терм	***ПС Северная***				
	L, км	***Фазы***	***3Io, кА***	***3Uo, кВ***	***Проверка***
осн / рез /М-2					Проверено
Tкз, с					

Метеоусловия
гроза

Lрасч, км	***Зона осмотра, км***	
	с	***по***
1,8	**-0,2**	**6,8**

Lрасч, км	***Зона осмотра, км***	
	с	***по***

Метеоусловия

Работа РЗА на ПС Промкомплекс

НЗЗ	1
НЗЗ-уск	
ДЗ	
ДЗ-уск	
Прочие	

Дополнительная информация

ИМФ на ПС Северная не пускался.

Работа РЗА на ПС Северная

НЗЗ	
НЗЗ-уск	
ДЗ	
ДЗ-уск	
Прочие	

		Дата	Время
АПВ	усп		
РПВ-1			
РПВ-2			

На ПС Севрная работала 2 ступень НЗЗ. Закрыто. Савченко

		Дата	Время
АПВ	неусп		
РПВ-1	неусп	22.06.13	15:30:00
РПВ-2			

Режим : ***транзит***

Роткл, Мвт **Недоот, кВт/ч**

Команда на осмотр: 15:44 Бабушкин

Результат осмотра:	**Lп, км**	**Lс, км**	**Повр.фазы**	**Номер опоры**	**Результат осмотра ВЛ и оборудования, нах-ся в зоне действия защит ВЛ**
					В 18:25 осмотром обнаружен оборванный провод на опоре № 15 в сторону ПС Северная.

ФИО ДД	*Высотенко, Чуприн*	*Сообщено*	Инф. ОДУ

Рис. 1. Карточка отключения Л-18

При возникновении сложных отключений дополнительно запрашиваются (при отсутствии удаленного доступа к регистратору) файлы аварийных событий с регистраторов аварийных событий (РАС) и осциллограммы микропроцессорных устройств РЗА как с объектов, на которых происходили отключения, так и со смежных объектов. В энергосистеме СК РДУ установлены следующие РАС: АУРА, Нева, Черный ящик, Бреслер, Парма, РЭС-3.

Для примера подробного анализа возьмем отключение, произошедшее в операционной зоне СК РДУ в июне 2013 г. в 15:04 по московскому времени, когда при плохих погодных условиях (при грозе и шквальном ветре), произошло отключение линий 110 кВ Северная – Промкомплекс (Л-18), Промкомплекс – Радиозавод (Л-20) и Ставрополь – Промкомплекс (Л-140). Схема отключений приведена на рис. 2.

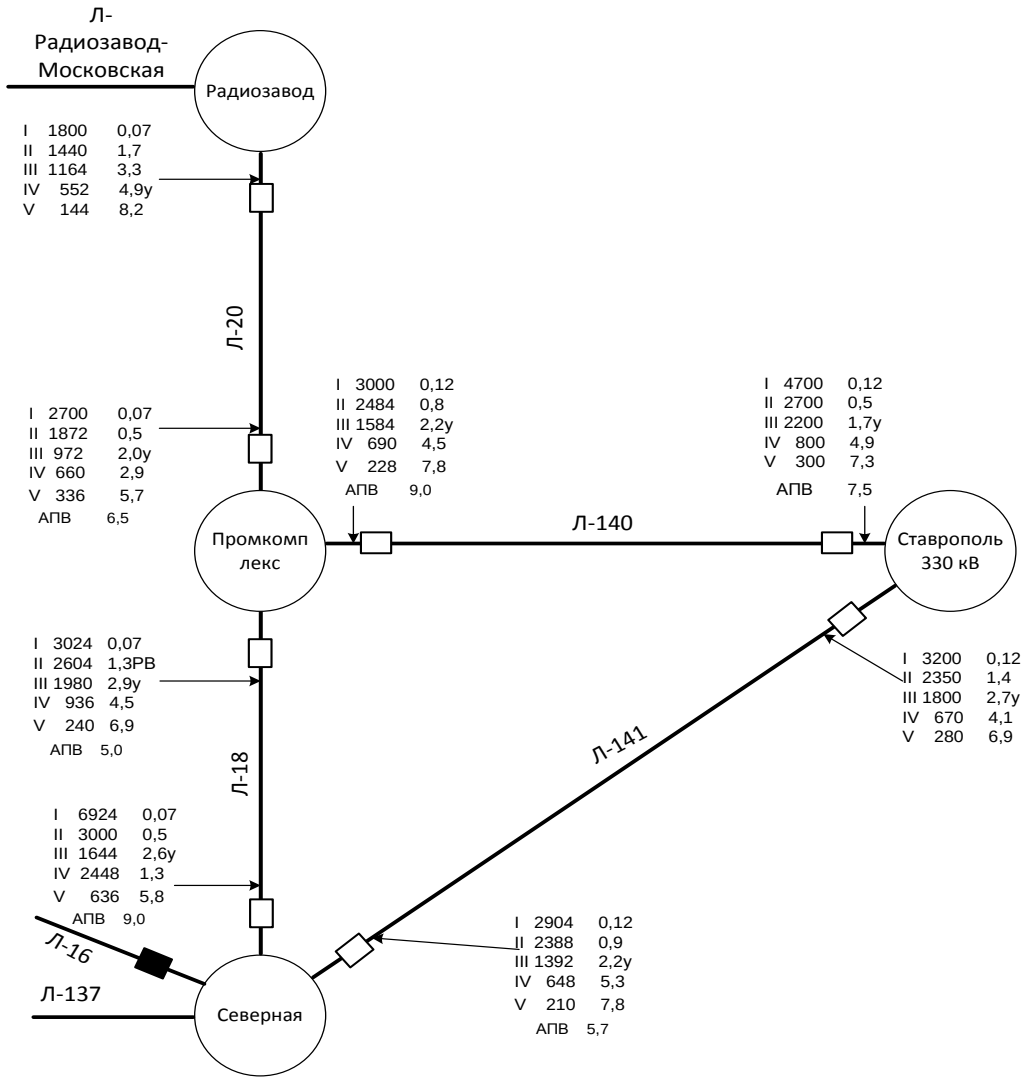


Рис. 2. Схема участка сети 110 кВ

На линиях установлены панели защит с относительной селективностью типа ЭПЗ 1636 [2]. Необходимая информация об уставках АПВ устройств РЗА на подстанциях и станциях операционной зоны СК РДУ берется из карт уставок. Карта уставок – документ, в который заносятся уставки защит ВЛ и оборудования, находящегося в управлении или ведении диспетчера СК РДУ по объектам операционной зоны. Расчеты токов КЗ и уставок защит выполнены в соответствии с Руководящими указаниями [3,4]. Для примера приведена часть карты уставок с уставками ПС 110 кВ Промкомплекс на рис. 3.

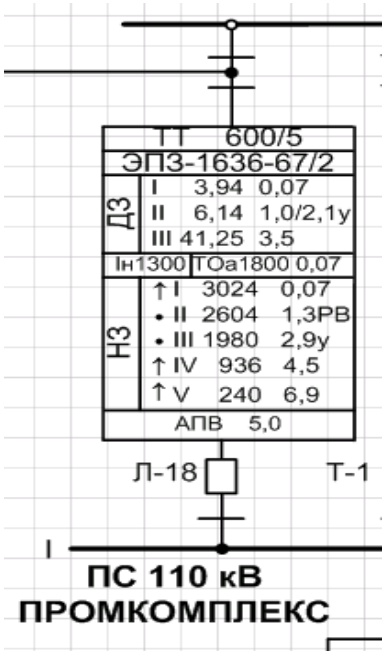


Рис. 3. Карта уставок ПС 110 кВ Промкомплекс Л-18

В результате анализа осциллограмм определяется длительность аварийного режима, характер КЗ, фазные и нулевые токи КЗ. При заведении дискретных сигналов в РАС с панелей устройств РЗА, можно увидеть пуски и срабатывания устройств РЗА, (в том числе отдельных ступеней защиты), а также положение выключателей.

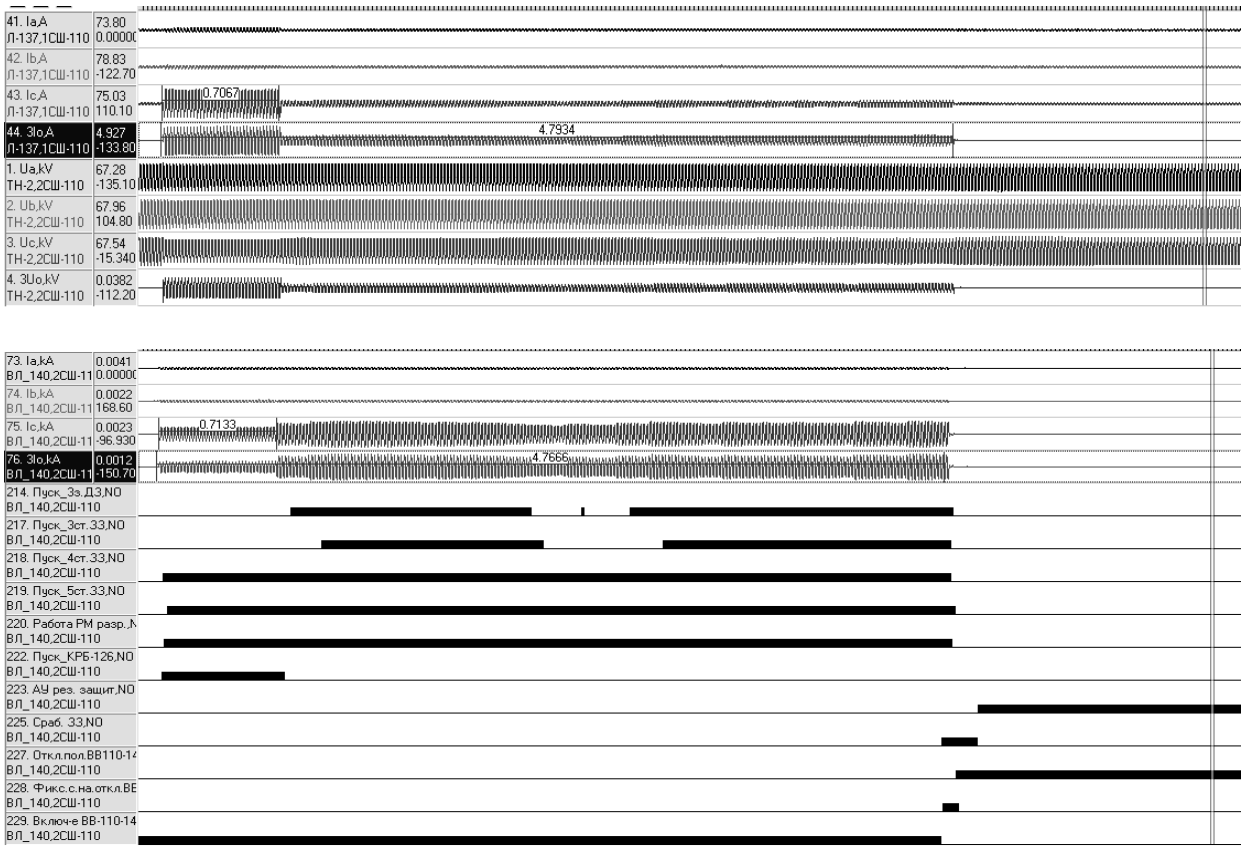


Рис. 4. Осциллограммы с ПС Лесная и ПС Ставрополь

Осциллограмма на рис. 4 представлена с ПС 110 кВ Лесная. Она показывает характер КЗ со стороны ПС 110 кВ Северная и ПС 330 кВ Ставрополь. На осциллограмме отчетливо наблюдается, что произошло отключение ВЛ 110 кВ Северная – Промкомплекс (Л-18) на ПС 110 кВ Северная от II ступени ТЗНП со временем 0,7 сек. В результате чего возрос ток КЗ на ПС 110 кВ Промкомплекс и произошло каскадное отключение ВЛ 110 кВ Северная – Промкомплекс (Л-18) со стороны ПС 110 кВ Промкомплекс от действия I ступени ТЗНП.

Несмотря на то, что ВЛ 110 кВ Северная – Промкомплекс (Л-18) была отключена с двух сторон на осциллограмме видно, что КЗ не было ликвидировано. В результате расчета места КЗ, по данным ИМФ и АУРА, было выявлено, что расчетная точка КЗ находится в месте совместного подвеса ВЛ 110 кВ Северная – Промкомплекс (Л-18) и ВЛ 110 кВ Ставрополь – Промкомплекс (Л-140). Из чего сделан вывод, что в ходе горения дуги КЗ с ВЛ 110 кВ Северная – Промкомплекс (Л-18) перекинулось на ВЛ 110 кВ Ставрополь – Промкомплекс (Л-140).

При первоначальном возникновении КЗ на ВЛ 110 кВ Северная – Промкомплекс (Л-18) на ПС 330 кВ Ставрополь пустилась III ступень ТЗНП, в ходе отключения ВЛ 110 кВ Северная – Промкомплекс (Л-18) и перехода дуги на ВЛ 110 кВ Ставрополь – Промкомплекс (Л-140), ток КЗ упал на столько, что сработавшее при КЗ на линии токовое реле III ступени ТЗНП вернулось в исходное положение. При дальнейшем развитии КЗ на ВЛ 110 кВ Ставрополь – Промкомплекс (Л-140), ток КЗ снова возрос, что привело к повторному пуску III ступени ТЗНП на ПС 330 кВ Ставрополь и отключение Л-140 на ПС 330 кВ Ставрополь. В результате чего общее время ликвидации КЗ со стороны ПС 330 кВ Ставрополь составило 4,78 сек. (повторный пуск III ступени по дискретным сигналам на ПС 330 кВ Ставрополь).

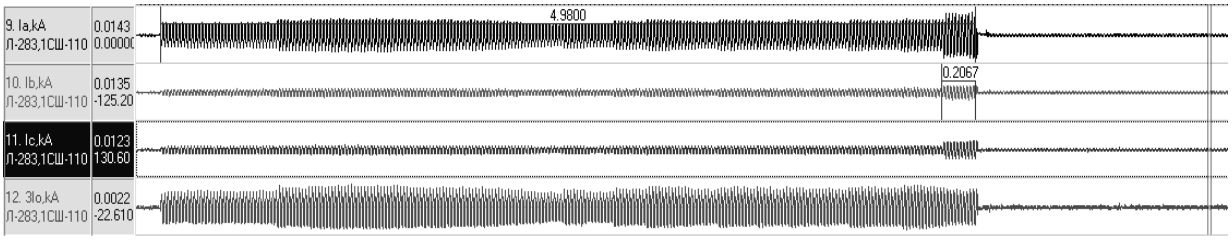


Рис. 5. Осциллограмма с ПС Изобильная

Осциллограмма на рис. 5 с ПС 110 кВ Изобильная показывает характер КЗ со стороны ПС 110 кВ Радиозавод. По данной осциллограмме видно, что общее время ликвидации аварийного режима составило 5 сек. Увеличение токов в последние 0,2 сек. обусловлено отключением ВЛ 110 кВ Ставрополь – Промкомплекс (Л-140) со стороны ПС 330 кВ Ставрополь.

Применение защит с относительной селективностью позволяет достаточно быстро и точно оценить место повреждения.

Литература

1. Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистемы. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 80 с.
2. Удрис А.П. Релейная защита воздушных линий 110-220 кВ типа ЭПЗ 1636.: Энергоатомиздат, 1988г. – 141 с.
3. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов КЗ для РЗ и системной автоматики в сетях 110-750 кВ. – М. Энергия, 1979. – 152 с.
4. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 12. Токовая защита нулевой последовательности от замыканий на землю линий 110-500 кВ. Расчеты. – М. Энергия, 1980. – 88 с.

УДК 621.315.925

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОДХОДОВ К РЕАЛИЗАЦИИ ЦЕПЕЙ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

С.Б. Здоренко
Филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана, г. Казань

Важным элементом в системе управления режимами работы электрических сетей являются измерительные трансформаторы тока и напряжения, обеспечивающие работу устройств РЗА, а также проведение измерений, учета и регистрации перетоков электроэнергии в энергосистеме.

Традиционными считаются электромагнитные измерительные трансформаторы, которые давно используются в электроэнергетике и на данный момент обладают достаточно высокими техническими характеристиками. При этом они обладают недостатками, вытекающими из самой физической природы электромагнитных трансформаторов, такими как: явления резонанса, гистерезиса, насыщения, остаточного намагничивания [4]. Альтернативным вариантом являются цифровые измерительные трансформаторы, передающие мгновенные значения напряжения и токов по протоколу МЭК 61850-9-2 устройствам присоединения [5]. Существует два вида цифровых измерительных трансформаторов: оптические и электронные. Электронные измерительные трансформаторы базируются на базе традиционных трансформаторов и используют специализированные аналогово-цифровые преобразователи. Оптические измерительные трансформаторы используют электрооптический эффект Керра и Поккельса (для измерения напряжения) и магнитооптический эффект Фарадея (для измерения тока) [1]. По сравнению с электромагнитными измерительными трансформаторами оптические измерительные трансформаторы обладают следующими преимуществами:

- повышенная безопасность вследствие отсутствия масла или элегаза;
- отсутствие феррорезонанса;
- нет опасности размыкания вторичных цепей;
- малые габариты и вес;
- высокая точность контроля и учета электроэнергии;
- возможность работы как с существующими вторичными цепями, так и с перспективными информационными системами на базе стандарта МЭК 61850-9-2.

Но существуют и недостатки:

- сложность конструкции и, следственно, меньшая надежность по сравнению с электромагнитными измерительными трансформаторами;
- высокая стоимость;
- сложность обслуживания;
- отсутствие опыта эксплуатации.

С появлением цифровых измерительных трансформаторов появились и новые подходы к организации цепей тока и напряжения. Одним из таких подходов является установка автономных устройств преобразования токов и напряжений в цифровую форму (SAMU – «stand alone merging unit») [3]. Они обеспечивают вклю-

чение электромагнитных измерительных трансформаторов тока и напряжения в инфраструктуру передачи данных с использованием стандарта МЭК 61850-9-2LE. Данный подход позволяет реализовать все необходимые устройства релейной защиты для цифровой подстанции. Добавление в схему цепей тока и напряжения автономного устройства преобразования негативно влияет на надежность, что позволяет использовать этот подход только в качестве апробации решений на базе стандарта МЭК 61850.

Следующий подход – установка оптических измерительных трансформаторов с цифро-аналоговыми преобразователями [3]. Это позволит избавиться от погрешностей измерений из-за перегрузки измерительных трансформаторов, из-за потерь во вторичных цепях (так как кабели, проложенные по территории распределительного устройства, меняются на волоконно-оптические линии связи - ВОЛС), из-за малого коэффициента мощности, из-за смещения рабочей точки трансформатора тока в область малых токов. Также исчезнет проблема замыканий на землю и поиска места замыкания, так как передача информации о мгновенных значениях токов и напряжений осуществляется по ВОЛС, а в электронно-оптических блоках обработки, как правило, имеется функция самоконтроля каналов связи. Огромное количество кабелей меняется на небольшое количество ВОЛС. Наличие аналоговых и цифровых выходов позволяет работать не только с существующими вторичными цепями, но и с перспективными информационными системами на базе стандарта МЭК 61850-9-2. Недостатками являются дороговизна, сложность обслуживания, отсутствие опыта эксплуатации, сложная архитектура обработки и преобразования цифровой информации в аналоговую и усиления аналоговых значений тока и напряжения, где неисправность одного элемента приравнивается к неисправности трансформатора тока или напряжения. Такой подход рационален в случае постепенной реконструкции подстанции, целью которой является полный переход на цифровые технологии в соответствии со стандартом МЭК 61850.

Последний подход – установка оптических измерительных трансформаторов и организация шины процесса в соответствии со стандартом МЭК 61850-9-2 [6]. В дополнение к предыдущему подходу можно отметить: полное отсутствие кабелей, передача информации о действующих величинах токов и напряжений осуществляется полностью в цифровом виде. Переход к шине процесса согласно МЭК 61850 сопровождается следующими трудностями: организация шины процесса осуществляется с помощью промышленных коммутаторов, требующих определенного программирования, соответственно остро встает вопрос об информационной безопасности. Возможно возникновение трудностей с недостаточной пропускной способностью шины процесса. Необходимость в точной синхронизации времени. Необходимость в резервировании коммутаторов. Необходимость серьезной подготовки специалистов разных областей – эксплуатации, наладки, проектирования, разработки устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики. Все эти аспекты, связанные с реализацией шины процесса, требуют серьезной технической проработки и тестирования.

Таким образом, на основании проведенного анализа, можно сказать, что на данный момент с учетом большого числа как технических, так и экономических трудностей, и наличия проработанных и опробованных решений по организации

цепей тока и напряжения на базе стандартного подхода переход к шине процесса согласно МЭК 61850 решение неоправданное. Применение оптических измерительных трансформаторов тока экономически выгодно в области сверхвысоких напряжений, когда стоимость изоляции традиционных измерительных трансформаторов получается очень высокой. Вместе с тем традиционные измерительные трансформаторы это одни из самых простых, самых надежных и самых беспроблемных элементов в электроэнергетике, поэтому оптические измерительные трансформаторы должны применяться в некоторых специальных случаях.

Литература

1. Гуртовцев А.Л. Оптические трансформаторы и преобразователи тока. Принципы работы, устройство, характеристики // Новости электротехники: информационно-справочное издание. – 2009. – №6(60).
2. Гуревич В.И. Оптоэлектронные трансформаторы: панацея или частное решение частных проблем // Вести в электроэнергетике: журнал. – 2010. – № 2. – С. 24-28.
3. ОАО «НТЦ электроэнергетики». Разработка концепции «Цифровая подстанция». – М., 2010. – 238 с.
4. Силовые и измерительные трансформаторы 10(6)-110 кВ // По результатам работы Международной специализированной выставки «Электрические сети России – 2011»: Сб. материалов. – 2011. – С. 8-20.
5. Данилин А.В. и др. Цифровая подстанция. Подходы к реализации // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2012. – №3.
6. IEC 61850. Системы и сети связи на подстанциях (цифровой стандарт связи для подстанций) // http://www.61850.com

УДК 621.316.925

РАЗРАБОТКА АДАПТИВНОГО АЛГОРИТМА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ДИФФЕРЕНЦИАЛЬНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-220 КВ

И.Ю. Иванов
Филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана, г. Казань

Рост мощности и сложности энергообъектов и единичных агрегатов, повышение чувствительности современных промышленных технологий к кратковременным нарушениям электроснабжения обуславливают постоянное повышение требований к чувствительности и быстродействию устройств релейной защиты.

Современные микропроцессорные устройства дифференциальной защиты [1] ответственных электроэнергетических объектов должны селективно и быстро, с временем до двух периодов промышленной частоты [2], отключать повреждённое оборудование. При достаточно больших значениях постоянной времени затухания апериодической составляющей в токе короткого замыкания (КЗ), дифференциальные защиты работают в условиях интенсивных электромагнитных переходных процессов.

Сложность в обеспечении селективности и быстродействия дифференциальных защит в условиях влияния переходных процессов обусловлена насыщением электромагнитных трансформаторов тока (ТТ), погрешности которых в переходных режимах КЗ оказываются значительно выше, чем в установившемся режиме [3].

При внешних КЗ повышенные погрешности ТТ могут привести к неселективной работе дифференциальной защиты, а при повреждениях на защищаемой линии – к существенным задержкам в ликвидации аварий.

В алгоритмах дифференциальных защит могут использоваться различные вспомогательные признаки, свойственные режимам внутреннего и внешнего КЗ в переходных режимах [4], и позволяющие обеспечить требуемые показатели чувствительности и быстродействия защиты. Однако эти признаки применимы только для дифференциальных защит, работающих на базе мгновенных значений токов. В то же время известно, что большинство фирм-производителей дифференциальных защит линий (ДЗЛ) используют векторные величины токов для передачи их на противоположную сторону линий электропередачи (ЛЭП).

Повышение чувствительности и быстродействия ДЗЛ в условиях интенсивных переходных процессов требует применения новых алгоритмических подходов, реализация которых возможна на базе микропроцессорной техники с использованием прогрессивных способов обработки информации. Поэтому разработка и совершенствование алгоритмов функционирования ДЗЛ является актуальной задачей.

Для исследования влияния параметров первичной сети и погрешностей электромагнитных ТТ на работу ДЗЛ, а также получения количественной оценки чувствительности и быстродействия защиты, разработана компьютерная модель ДЗЛ напряжением 110-220 кВ. Принятая методика моделирования основана на вычислении переходного тока КЗ в симметричной трёхфазной сети с сосредоточенными активными сопротивлениями и индуктивностями, численном дифференцировании нелинейного уравнения, описывающего работу электромагнитного трансформатора тока в переходном процессе с учётом его насыщения, и на дискретизации входного сигнала устройства релейной защиты с помощью дискретного преобразования Фурье.

По результатам моделирования проведён анализ траектории перемещения рабочей точки на характеристике срабатывания ДЗЛ с двумя наклонными участками и отмечено следующее:

1. При КЗ рабочая точка перемещается из положения нагрузочного режима в положение, соответствующее повреждению примерно за 4 такта, что соответствует одному периоду промышленной частоты. Эта задержка связана с временем полного цикла дискретного преобразования Фурье, используемого для вычисления векторов фазных токов.

2. Положение рабочей точки на характеристике срабатывания меняется после насыщения ТТ относительно положения, соответствующего КЗ без насыщения ТТ. Отсюда следует, что искажение фазных токов, обусловленных насыщением ТТ, может приводить к уменьшению чувствительности ДЗЛ при внутренних КЗ.

3. Конечное положение рабочей точки на характеристике срабатывания ДЗЛ при внутреннем КЗ всегда разное и зависит от момента возникновения насыщения ТТ. Однако, до наступления насыщения ТТ наблюдается одинаковая траектория перемещения рабочей точки из положения нагрузочного режима в положение, соответствующее повреждению.

4. Для внешних КЗ до наступления насыщения ТТ наблюдается одинаковая траектория перемещения рабочей точки из положения нагрузочного режима в по-

ложение, соответствующее внешнему повреждению. После насыщения ТТ характер перемещения рабочей точки существенно отличается от траектории, характерной для внутренних КЗ.

5. До насыщения ТТ можно наблюдать разную траекторию перемещения рабочей точки при внешнем и при внутреннем КЗ.

Последний факт использовался при разработке алгоритма определения зоны повреждения с помощью детектора повреждений (ДП).

Алгоритм функционирования ДП основан на вычислении отношения приращения дифференциального тока к приращению тормозного тока и сравнения данного отношения с заданными уставками. В первый момент после возникновения повреждения это отношение является большой величиной для внутренних КЗ, и малой величиной – для внешних КЗ. В результате проведённых исследований работы ДЗЛ при различных параметрах системы и параметрах ТТ были определены необходимые значения уставок для идентификации зоны повреждения. В общем случае значения данных уставок зависят от частоты выборки мгновенных значений тока и частоты формирования пакета передачи данных на другой конец ЛЭП.

Функциональная схема ДЗЛ с использованием детектора повреждений представлена на рис. 1. Из сравниваемых токов по концам линии $\underline{I}'$, $\underline{I}''$ формируются в каждой фазе:

- дифференциальный сигнал $I_{\text{ДИФ}}$ в блоке формирования дифференциального сигнала;

- тормозной сигнал $I_{\text{ТОРМ}}$ в блоке формирования тормозного сигнала.

В реагирующем органе производится сравнение величины дифференциального сигнала $I_{\text{ДИФ}}$ с уставкой срабатывания $I_{\text{Д.УСТ}}$ согласно традиционному алгоритму действия ДЗЛ.

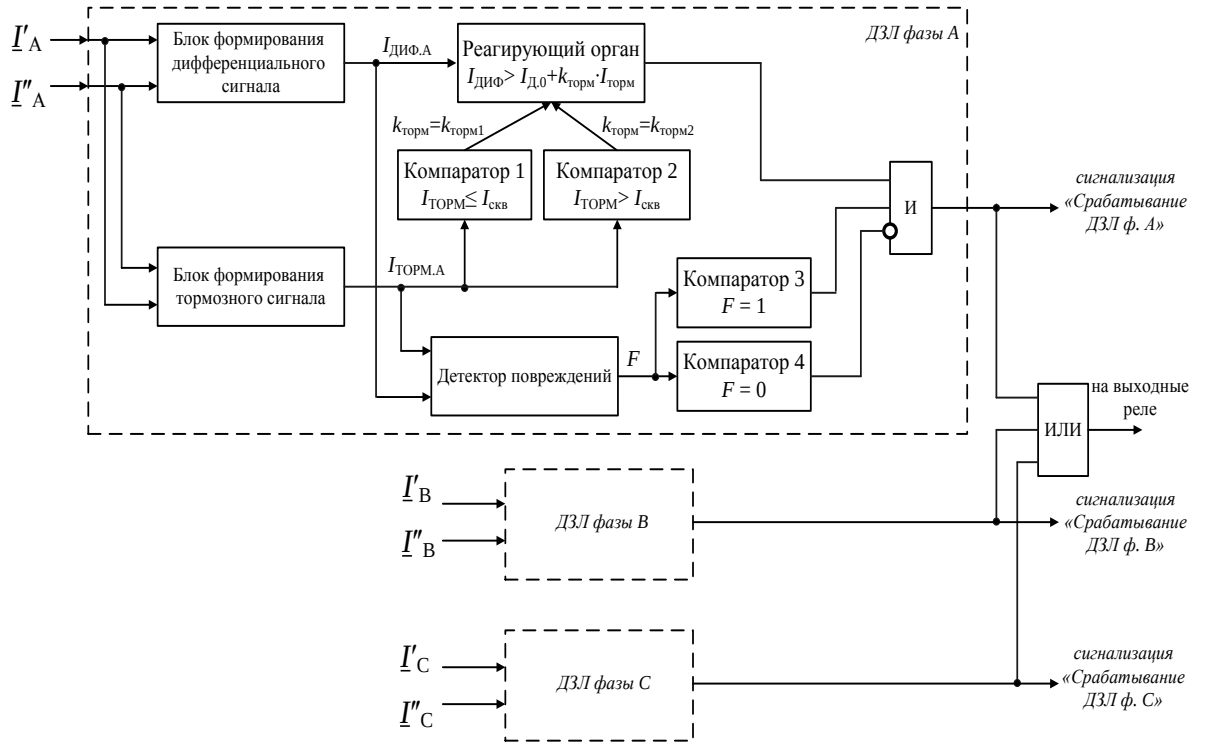


Рис. 1. Функциональная схема ДЗЛ с использованием детектора повреждений

Для реализации характеристики срабатывания с двумя наклонными участками в разработанном алгоритме используются компараторы тормозного тока. При этом выделяются следующие режимы работы ДЗЛ:

1) при малых сквозных токах ($I_{ТОРМ} \leq I_{скв}$); устройство работает как традиционная дифференциальная защита с коэффициентом торможения $k_{ТОРМ1}$.

2) при нормальных и больших сквозных токах ($I_{ТОРМ} > I_{скв}$): устройство работает как традиционная дифференциальная защита с коэффициентом торможения $k_{ТОРМ2}$.

ДП вычисляет текущее положения рабочей точки $I_{ДИФ}/I_{ТОРМ}$ на характеристике срабатывания ДЗЛ и, в зависимости, от траектории перемещения рабочей точки идентифицирует внешние или внутренние КЗ. При фиксации внешнего КЗ выходной сигнал ДП F устанавливается равным «0» и работа ДЗЛ блокируется. При фиксации внутреннего КЗ выходной сигнал ДП F устанавливается равным «1» и работа ДЗЛ разрешается.

Основные выводы по результатам исследования работы ДЗЛ на компьютерной модели:

1. Для реализации предлагаемых алгоритмов потребуется обмен данными между комплектами ДЗЛ, установленными по концам защищаемой ЛЭП, не менее четырёх раз за период. При типовой скорости передачи данных 64 кбит/с, это требование вполне может быть выполнено.

2. Разработанные алгоритмы позволяют определять зону повреждения до срабатывания реагирующих органов ДЗЛ и формировать в функциональной схеме защиты разрешающие и запрещающие сигналы, благодаря которым обеспечивается селективность ДЗЛ в переходных режимах КЗ без уменьшения быстродействия и чувствительности защиты.

3. Увеличение быстродействия и чувствительности ДЗЛ, в свою очередь, позволят снизить глубину и длительность провалов напряжения при КЗ в сети 110-220 кВ и имеют существенное значение для эффективной работы промышленных предприятий с непрерывным технологическим циклом, нарушение электроснабжения которых даже на доли секунды приводит к значительному экономическому ущербу.

Литература

1. Циглер Г. Цифровая дифференциальная защита. Принципы и область применения. – М.: Знак, 2008. – 273 с.
2. Типовые технические решения по релейной защите и автоматике линий 10-750 кВ. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС», 2010. – 198 с.
3. Кужеков С.Л. О требованиях к трансформаторам тока и устройствам релейной защиты в переходных режимах при наличии апериодической составляющей в первичном токе / Кужеков С.Л., Дегтярев А.А., Сербиновский Б.Б. // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем: материалы международной научно-технической конференции. – Екатеринбург, 2013.
4. Иванов И.Ю. Уменьшение влияния погрешностей электромагнитных трансформаторов тока в переходных режимах на работу дифференциальной защиты энергообъектов // Энергетика Татарстана. – 2011. – № 3. – С. 67-70.

УДК 621.311

ФОРМИРОВАНИЕ В ЦСПА ВЕКТОРА ИЗМЕНЕНИЯ РЕЖИМА, УЧИТЫВАЮЩЕГО РЕАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ УТЯЖЕЛЕНИЯ РЕЖИМА ПРИ ЗАДАННОМ АВАРИЙНОМ ВОЗМУЩЕНИИ

П.Я. Кац, А.А. Лисицын, Е.А. Тен
ОАО «НТЦ ЕЭС», Санкт-Петербург

На сегодняшний день в ОАО «НТЦ ЕЭС» разработан и внедрен в опытную эксплуатацию усовершенствованный алгоритм централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА). Одной из задач, решаемой в разработанном алгоритме, является выбор управляющих воздействий по условию статической устойчивости с учетом допустимой токовой загрузки оборудования и обеспечения нормативного коэффициента запаса по напряжению в послеаварийном режиме (ПАР). Решение данной задачи подразумевает нахождение предельного по условию статической устойчивости ПАР при заданном аварийном возмущении (срабатывании пускового органа), что, в свою очередь, подразумевает формирование вектора изменения режима (ВИР), при котором этот предельный режим будет найден. Согласно рекомендациям [1] утяжеление режима следует осуществлять изменением генерации и (или) нагрузки, при этом на величину этих изменений накладываются определенные ограничения, обусловленные возможностями перегрузки и разгрузки генераторов, параметрами нагрузки. Буквальное выполнение рекомендаций [1] потребовало бы задания для каждой аварийной ситуации многоступенчатого ВИР, который зависит от состава генерирующего оборудования и текущего режима энергосистемы. Таким ВИР может задаться технолог, обладающий знанием энергосистемы и учитывающий конкретную схемно-режимную ситуацию. Реализовать такой ВИР в программе ЦСПА практически невозможно.

В алгоритме ЦСПА при определении предельного по условию статической устойчивости режима поставлена задача моделирования ВИР, близкого к ВИР, который использовал бы технолог, на основе информации о параметрах текущего установившегося режима (U, $P_г$, Q_{min}, Q_{max}, $P_н$, $Q_н$, δ, $Z_л$, $G_ш$, $B_ш$, $K_т$) и аварийном возмущении. ВИР должен формироваться автоматически, без участия технолога, критерием адекватного формирования ВИР является близость определенных в алгоритме ЦСПА предельных перетоков активной мощности в контролируемых (опасных) сечениях к предельным перетокам, определенных технологом.

Учитывая вышесказанное, в программе ЦСПА принята модель ВИР, состоящая из двух участков. Первый участок определяется как ВИР по аварийному возмущению (ВИР АВ). ВИР АВ определяется только аварийным возмущением и должен действовать до установления устойчивого ПАР, без управляющих воздействий или с необходимыми управляющими воздействиями, определяемыми расчетным путем. Второй участок формализует изменение генерации в избыточной и дефицитной частях энергосистемы (ВИР ИГ). ВИР ИГ применяется в области существования ПАР. Эффективность такой модели ВИР проанализирована для ситуаций, когда возможностей изменения генерации и в избыточной, и в дефицитной частях энергосистемы достаточно для достижения предельного перетока. Вместе с тем, возможны

ситуации, когда в дефицитной части расчетной схемы энергосистемы нет ни одного генератора. Для этих ситуаций предложен ВИР ПАР, заменяющий ВИР ИГ и моделирующий изменение нагрузки в дефицитной части энергосистемы.

Остановимся более подробно на каждом ВИР.

1) ВИР АВ. Представляет из себя инъекции мощности в избыточных и дефицитных узлах схемы ($P_{изб}$, $Q_{изб}$, $P_{деф}$, $Q_{деф}$), образовавшихся в результате аварии (рис. 1, 2). При величине инъекций, равных перетокам мощности в доаварийном режиме на отправном и приемном концах отключаемого элемента, послеаварийный режим по своим параметрам полностью идентичен доаварийному. При этом вектор утяжеления режима по активной и реактивной составляющей мощности представляет собой изменение инъекций в узлах схемы по линейному закону и может быть описан следующим уравнением:

$$V=V_{изб}+V_{деф} \text{ (для } Kdpar <=1),$$

где $V_{изб}$ – составляющая ВИР в избыточной части, а $V_{деф}$ – составляющая ВИР в дефицитной части, *Kdpar* – длина ВИР.

$$V_{изб} = (P_{изб}+jQ_{изб})\cdot(1\text{-}Kdpar);$$

$$V_{деф} = (P_{деф}+jQ_{деф})\cdot(1\text{-}Kdpar).$$

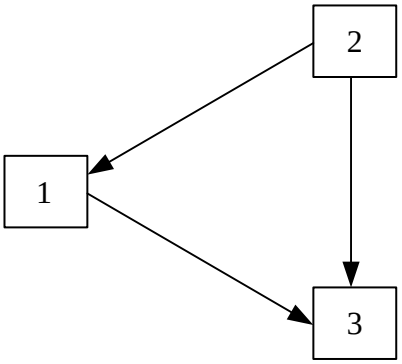


Рис. 1. Доаварийная схема

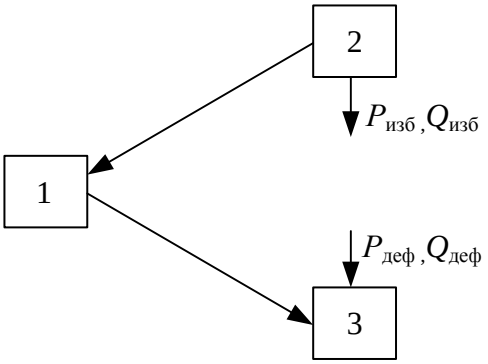


Рис.2 - Послеаварийная схема с введеннымиинъекциями $P_{изб}$ и $P_{деф}$

2) ВИР ИГ. Применяется в области существования ПАР (в том числе за счет управляющих воздействий, для *Kdpar* >1) и представляется изменением мощности генераторов в избыточной и дефицитной частях энергосистемы. Подмножества генераторов, которые могут привлекаться соответственно к загрузке (в избыточной части) или разгрузке (в дефицитной части), определяется путем топологического анализа. Такой топологический анализ для дефицитной части рассмотрим на простейшем примере рис. 3. На этом рисунке стрелками показаны направления перетоков активной мощности в исходном (доаварийном) режиме. Пусть «источник активной мощности» - ветвь или генератор, отключенные в результате аварийного возмущения. В этом случае подмножество узлов дефицитной части, до которых «может дойти» мощность источника, состоит из узлов 1, 2, 3 и 4 (одинаковое направление мощности). Единственный в дефицитной части схемы генератор, от которого «может дойти» активная мощность до узлов 1, 2, 3, 4 – это генератор 6.

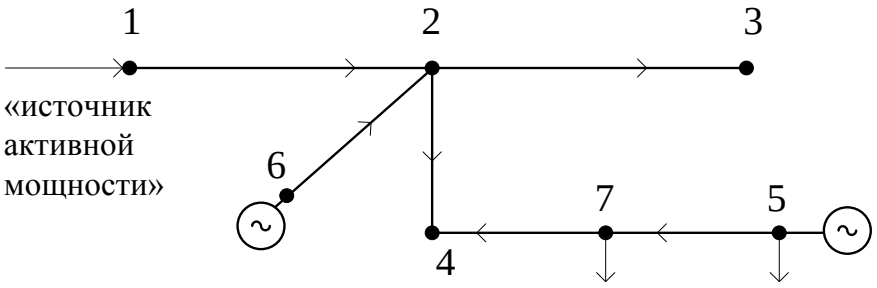


Рис. 3. Схема сети

Составляющие ВИР для избыточной и дефицитной части могут быть описаны следующим уравнением:

$$V_{\text{деф}}=(P_{\text{деф1}}+P_{\text{деф2}}\ldots.+P_{\text{дефi}})\cdot(1\text{-}Kdpar);$$

$$V_{\text{изб}}=(P_{\text{изб1}}+P_{\text{изб2}}\ldots.+P_{\text{избi}})\cdot(1\text{-}Kdpar).$$

$P_{\text{дефi}}$ – мощность участия i-го генератора в ВИР дефицитной части, которая определяется относительно мощности нагрузки, которую «питает» i-тый генератор ($P_{\text{нi}}$):

$$P_{\text{дефi}}=\frac{-\sum P_{\text{деф}}\cdot\left(P_{\text{нi}}\right)}{\sum P_{\text{нi}}}.$$

$P_{\text{избi}}$ – мощность участия i-го генератора в ВИР избыточной части, которая определяется из соотношения загрузки генератора в исходном режим ($P_{\text{гi}}$) и его перегрузочной способностью ($1.1\cdot P_{\text{номi}}$):

$$P_{\text{избi}}=\frac{\sum P_{\text{изб}}\cdot\left(1.1P_{\text{номi}}-P_{\text{гi}}\right)}{\sum\left(1.1P_{\text{номi}}-P_{\text{гi}}\right)}.$$

3) ВИР ПАР. Отличается от ВИР АВ тем, что величина реактивной составляющей инъекций в аварийно дефицитных узлах берется по среднему $tg\varphi$ нагрузки, а в аварийно избыточных узлах равна 0.

$$V_{\text{изб}}=(P_{\text{изб}})\cdot(1\text{-}Kdpar);$$

$$V_{\text{деф}}=(P_{\text{деф}}+jP_{\text{деф}}\,tg\varphi)\cdot(1\text{-}Kdpar),$$

где $tg\varphi$ – среднее значение коэффициента мощности нагрузочных узлов, до которых в доаварийном режиме «доходит» мощность из аварийно дефицитных узлов.

Близость предложенной модели ВИР в алгоритме ЦСПА к вероятному ВИР инженера – технолога была оценена с помощью ПК «Rastr», для этого использовался следующий подход.

В ПК «Rastr» выполнялся расчет доаварийного установившегося режима (УР) и аварийной ситуации, подготовленных для тестирования с получением расходящегося итерационного процесса.

В ПАР вводились УВ, выбранные в программном комплексе ЦСПА по условию статической устойчивости. В ПК «Rastr» утяжелялся ПАР, с введенными УВ, по траектории, которую использует технолог с получением предельного режима. В предельном режиме определялся переток по опасному сечению (ОС).

Разница в предельных перетоках в ОС, рассчитанных в программном комплексе ЦСПА при различных настройках (использование ВИР ПАР, ВИР ИГ) и определенных в ПК «Ratsr» для схемы ОЭС Востока представлена в табл.1. Эта

разница является показателем близости ВИР в алгоритме ЦСПА к вероятному ВИР инженера – технолога, так как совпадение предельных перетоков при одинаковых ВИР в ПК «Rastr» и алгоритме ЦСПА до этого уже было подтверждено.

Таблица 1

Предельные перетоки мощности, определенные в алгоритме ЦСПА и ПК «Rastr» в схеме ОЭС Востока

Аварийное возмущение	Предел по опасному сечению, МВт (ЦСПА)		Предел по опасному сечению, МВт (ПК «Rastr»)
	ВИР ПАР	ВИР ИГ	
отключение ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская	742	750	766
одновременное отключение ВЛ 500 кВ Бурейская ГЭС –Хабаровская №1 и №2	658	664	671
отключение ВЛ 500 кВ Зейская ГЭС – Амурская	587	590	599
отключение ВЛ 500 кВ Амурская – Бурейская ГЭС	711	705	726
отключение ВЛ 500 кВ Приморская ГРЭС – Хехцир 2	812	828	802
отключение ВЛ 500 кВ Дальневосточная – Владивосток	743	727	740

Результаты тестирования свидетельствуют о том, что модели ВИР в программе ЦСПА (ВИР ПАР и ВИР ИГ) с приемлемой точностью отражают реальные направления изменения режима в ОЭС Востока. Для ОЭС Востока была по умолчанию рекомендована модель ВИР, при которой переход с ВИР АВ на ВИР ИГ или ВИР ПАР выполняется автоматически.

Литература

1. Методические указания по устойчивости энергосистем. Приказ Минэнерго, от 30.06.2003, № 277.

УДК 621.316.925

РАЗРАБОТКА СИСТЕМ ЗАЩИТ ДАЛЬНЕГО И БЛИЖНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ОТВЕТВИТЕЛЬНЫХ И ПРОМЕЖУТОЧНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

П.С. Киреев, Н.А. Недосеков, И.В. Нагай, Б.С. Литаш, В.А. Богдан
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, г. Новочеркасск,
ОАО «Кубаньэнерго», г. Краснодар

В России электрические сети напряжением 6-110 кВ являются наиболее разветвленной структурой современных распределительных сетевых компаний

(РСК), обеспечивающих питание промышленных и коммунальных потребителей электроэнергии. Подстанции данного класса сетей с целью минимизации капитальных затрат выполнялись по упрощенным первичным и вторичным схемам, что требует применения системы их резервирования с высоким техническим совершенством. Система ближнего резервирования данных подстанций, оснащенных отделителями (ОД) и короткозамыкателями, не позволяет полностью решить проблему их надежного отключения при коротких замыканиях (КЗ) в трансформаторе или на сторонах среднего или низшего напряжения.

Актуальность данной проблемы обусловлена тем, что выработка эксплуатационного ресурса оборудования в распределительных сетях 6-110 кВ составляет около 60%. Оборудование в таких сетях нуждается в замене, что является очень затратным мероприятием и в настоящее время проводится недостаточными темпами. Таким образом, элементы подстанции работают под нагрузкой, хотя полностью изношены и вероятность возникновения в них аварий достаточно высока, а надежность элементов защит и коммутационных аппаратов недостаточна.

Одним из путей решения рассматриваемой проблемы, не требующей значительных капитальных затрат, является совершенствование релейной защиты дальнего и ближнего резервирования. Решение этой задачи затруднено из-за сложности распознавания аварийных режимов на фоне максимальных нагрузочных режимов и, в частности, с наложением на них режимов пуска (самозапуска) электродвигателей [1-7].

В связи с недостаточной чувствительностью защит дальнего резервирования и низкой надежностью защит ближнего резервирования трансформаторов малой мощности ответвительных и промежуточных подстанций ОАО «Российские сети» (ранее ОАО «Холдинг МРСК»), выполненных по упрощенным схемам, а также участившимися случаями повреждений на стороне низшего напряжения трансформаторов ответвительных и промежуточных подстанций, к которым существующие защиты были нечувствительны, в ЮРГПУ(НПИ) выполнена НИОКР «Разработка и внедрение микропроцессорной адаптивной высокочувствительной защиты ближнего и дальнего резервирования трансформаторов ответвительных и промежуточных подстанций». Эта работа явилась логическим продолжением научно-исследовательских работ по направлению повышения технического совершенства систем резервирования в релейной защите и автоматике электроэнергетических систем.

При разработке систем ближнего и дальнего резервирования защит трансформаторов учтены требования по унификации технической и программной части устройств, по питанию устройств, регистрации аварийных событий, а также алгоритмам функционирования. Система дальнего резервирования получила название МСРЗ-01ДР, система ближнего резервирования соответственно – МСРЗ-01БР. В данной НИОКР использована новая программно-техническая база с разработкой специализированного программного обеспечения для персонального компьютера оператора.

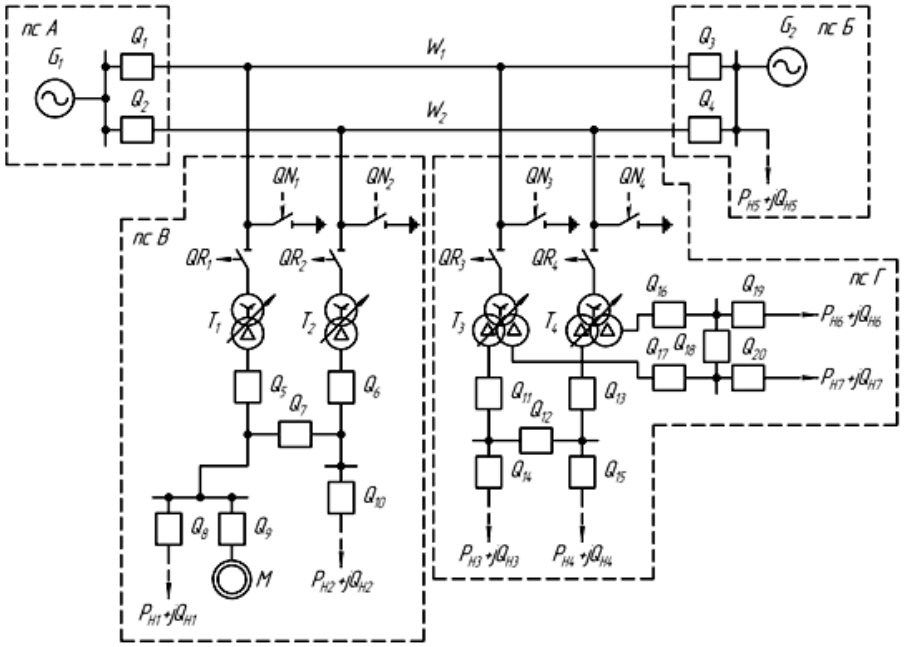


Рис. 1. Схема участка сети для математического моделирования

На основании математического моделирования в среде *Matlab* [8], расчетов и ПО *RTKZ* 2.03 участков сети для существующей схемы электроснабжения ОАО «Кубаньэнерго» (рис.1) были предложены к использованию следующие измерительные органы [9]:

1. Группа отключающих органов:
   - *I*ф от – фазный отключающий орган;
   - *I*1 от – отключающий орган тока прямой последовательности;
   - *I*2 от – отключающий орган тока обратной последовательности;
   - *I*0 от – отключающий орган тока нулевой последовательности;
   - *F*от – отключающий орган реактивной составляющей тока прямой последовательности с торможением от активной составляющей;
   - Δ*I*1от – отключающий орган приращения тока прямой последовательности;
   - Δ*F*от – отключающий орган приращения реактивной составляющей тока прямой последовательности с торможением от приращения активной составляющей.
2. Группа блокирующих органов:
   - *I*фбл – фазный блокирующий орган;
   - *I*1бл – блокирующий орган тока прямой последовательности;
   - *I*2бл – блокирующий орган тока обратной последовательности;
   - *I*0бл – блокирующий орган тока нулевой последовательности;
3. Группа пусковых органов:
   - *I*фп – фазный пусковой орган;
   - *I*1п – пусковой орган тока прямой последовательности;
   - *I*2п – пусковой орган тока обратной последовательности;
   - *I*0п – пусковой орган тока нулевой последовательности;

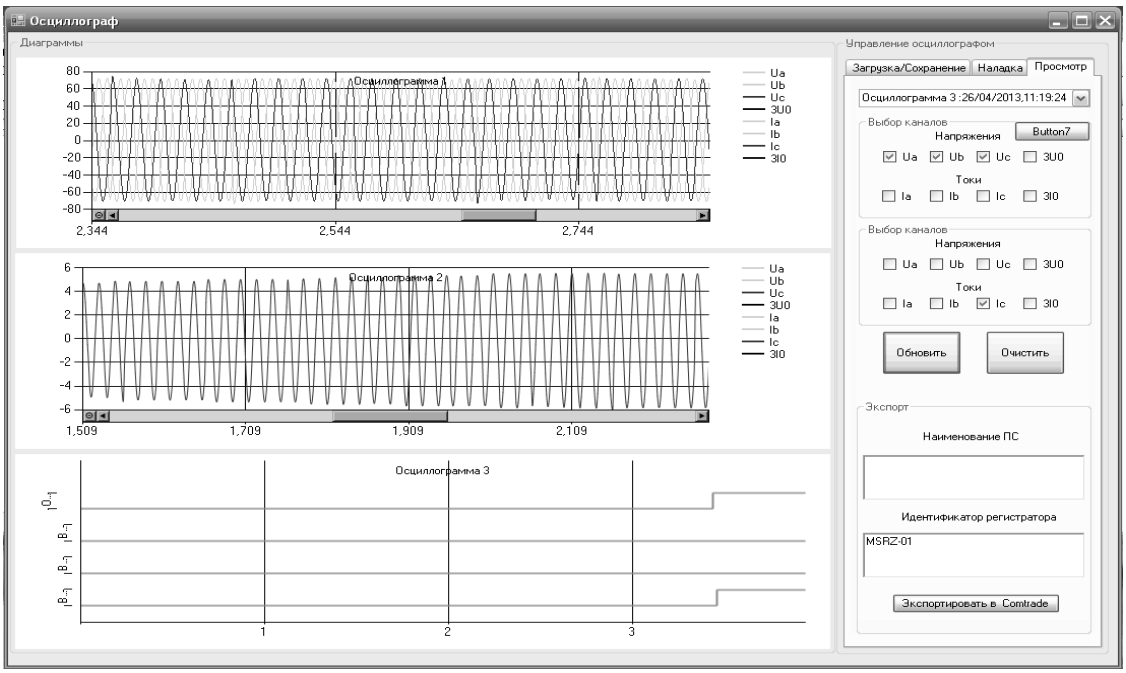


Рис. 2. Окно аварийного осциллографа ПО МСРЗ-ПО

Кроме того, МСРЗ-01ДР и МСРЗ-01БР обладают функциями встроенного журнала событий и собственного аварийного осциллографа (рис. 2) с возможностью импорта в формат *COMTRADE* для просмотра в свободно распространяемом программном обеспечении (ПО) (рис.3), МСРЗ-01БР имеет возможность использования предварительно заряженного конденсатора для отключения коммутационного оборудования на ПС в условиях отсутствия оперативного тока, а МСРЗ-01ДР имеет 3 группы отключающих органов для селективного действия на отключения при значительном количестве ответвлений на линии электропередач.

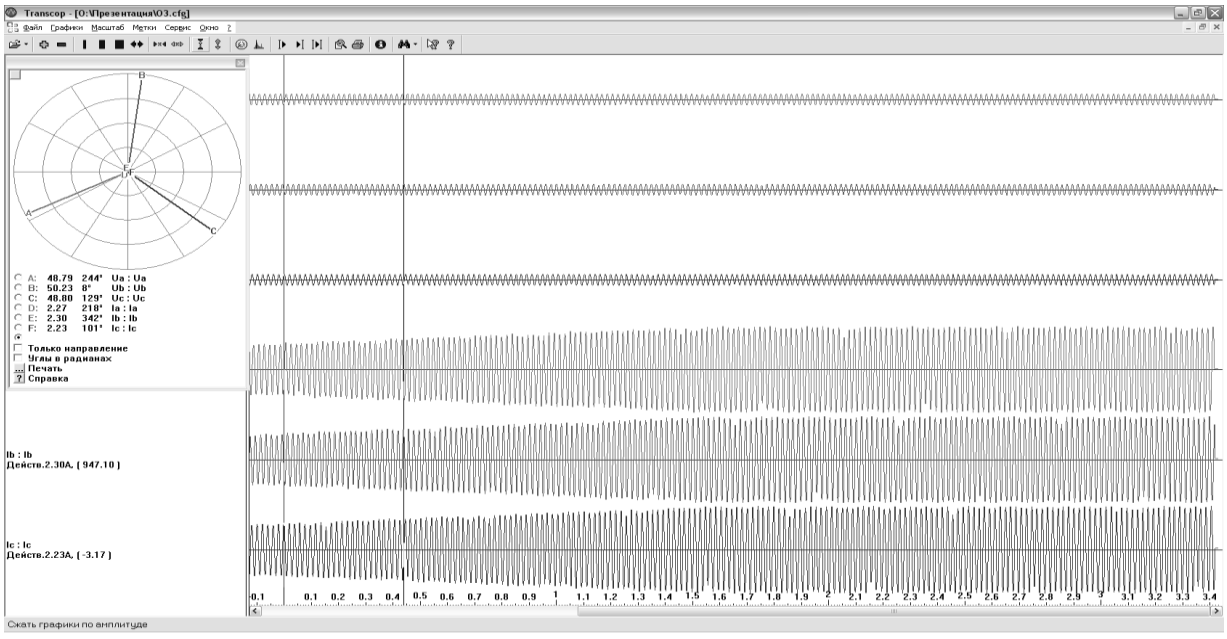


Рис. 3. Осциллограмма МСРЗ-01ДР в ПО *Transcorp*

В рамках работы с ОАО «Кубаньэнерго» также были разработаны методики расчета уставок и был произведен расчет для участка сети Курганная – Родниковская – Лабинск II – Казенно – Кужорская – Лабинск I – Ходзь – Мостовская при установке защиты на подстанции Курганная. В ходе анализа результатов рассчетов было установлено, что при заданных нагрузочных режимах разработанные системы защиты обладают достаточной чувствительностью к КЗ на стороне низшего напряжения трансформаторов ответвительных подстанций.

Разработанные системы МСРЗ-01ДР и МСРЗ-01БР прошли испытания

в лаборатории службы релейной защиты ОАО «Кубаньэнерго» (рис. 4), где доказали свою эффективность, а также соответствие заявленным параметрам, в том числе при экспресс-тесте с отключением питания от собственных выходных реле.

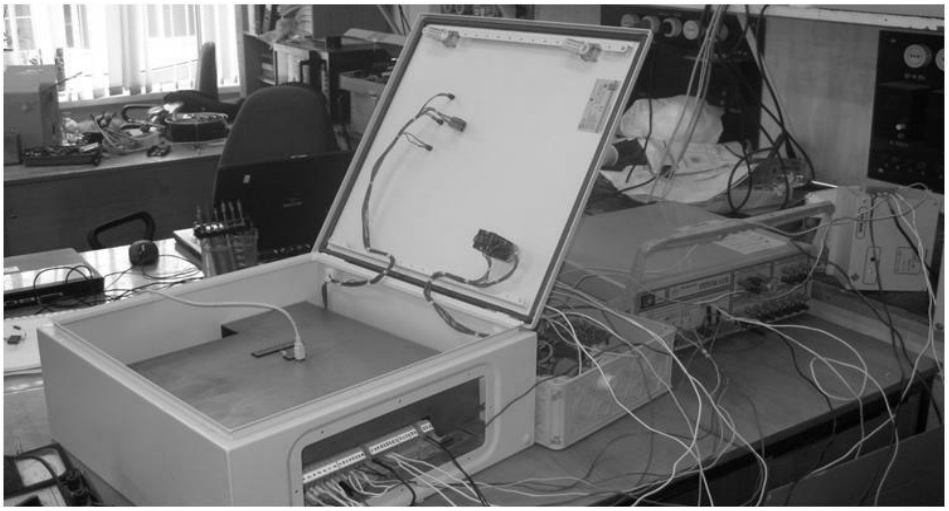


Рис. 4. Лабораторные испытания МСРЗ-01БР

В настоящее время ведется работа по совершенствованию разработанных устройств и их программного обеспечения.

Литература

1. Клецель М.Я., Никитин К.И. Анализ чувствительности резервных защит распределительных сетей энергосистем // Электричество. – 1992. – №2. – С.19-23.
2. Луппа В.И. Дальнее резервирование при повреждениях трансформаторов // Электрические станции. – 1989. – №4. – С.67-68.
3. О мерах предотвращения развития аварий, связанных с недостаточно эффективным дальним резервированием // Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем. П. 4.19. Электротехническая часть. – М.: Энергоатомиздат, 1981
4. Рубинчик В.А. Резервирование отключения коротких замыканий в электрических сетях. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
5. Шабад М.А. Защита трансформаторов распределительных сетей. – Л.: Энергоатомиздат, 1981.
6. Нагай В.И., Маруда И.Ф., Нагай В.В. Резервирование релейной защиты и коммутационных аппаратов электрических распределительных сетей. – Ростов н/Д: Изд-во журнала. «Изв. вузов. Сев-Кавк. регион», 2009 – 316 с.
7. Нагай И.В. Формирование характеристик срабатывания резервных защит воздушных линий с ответвлениями // Изв. ВУЗов. Электромеханика. – №2. – 2011. – С. 56-61
8. Нагай И.В., Киреев П.С. Моделирование нагрузочных режимов ответвительных подстанций. // Изв. вузов. Электромеханика. – 2012. – №2. – С.100-102
9. Пат. 131246 RU Устройство адаптивной резервной защиты трансформаторов ответвительных подстанций / Нагай В.И., Нагай И.В., Киреев П.С., Сарры С.В., Литаш Б.С., Богдан В.А. – опубл. 10.08.2013

УДК 621.311 (075.8)

ПРИМЕНЕНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ТЕХНИКИ В УЧЕБНОЙ ЛАБОРАТОРИИ

В.А. Кизин
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

В связи с развитием техники и возникновением необходимости ознакомления студентов с современными технологиями, лабораторный стенд решено доработать подключением микропроцессорного комплекса противоаварийной автоматики МКПА-2 [1]. На его базе планируется реализовать три алгоритма ПА. Это автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН), автоматика ограничения понижения напряжения (АОСН) и автоматика разгрузки линии (АРЛ).

Стенд представляет собой физическую модель одномашинной системы (рис. 1) генератор – линия – асинхронная нагрузка. На стенде имеется возможность имитировать различную длину линии. Поперечное включение различных ступеней батареи статических конденсаторов (БСК) моделирует разную зарядную мощность линии. Также имеется возможность изменять активную нагрузку асинхронного двигателя.

Полная потеря нагрузки имитируется автоматическим выключателем (АВ), который отключается вручную. Есть возможность имитировать потерю нагрузки на валу АД. Для реализации управляющих воздействий в схему введены электромагнитные пускатели ПМ. ПМ1, ПМ2 и ПМ3 позволяют включать/отключать ступени батареи конденсаторов, ПМ4 – индуктивную нагрузку в виде реактора (Р). Управление пускателями можно осуществлять как вручную, так и сигналами от выходов МКПА-2. Из-за того, что дискретные выходы МКПА-2 имеют только замыкающие контакты, реализация напрямую команды на отключение стала возможной путем добавления в схему управления промежуточных реле, для использования их размыкающих контактов.

Номинальные параметры измерительных цепей тока и напряжения выбраны в соответствии с максимальными током и напряжением аналоговых входов МКПА-2 (100 В, 5 А).

Для определения максимального возможного повышения напряжения на выводах генератора был проведен эксперимент. В ходе эксперимента выявлено, что при максимальной компенсации реактивной мощности и фактической работе генератора на емкостную нагрузку, повышение напряжения составило $1{,}7U_{\text{ном}}$. Уставка по току линии для автоматики разгрузки линии будет задаваться условная.

В МКПА-2 можно ввести в работу любой из алгоритмов отдельно или все сразу.

Для использования в МКПА-2 разработаны алгоритмы автоматики при помощи специализированного программного обеспечения Softconstructor. Софт-Конструктор позволяет реализовать алгоритм практически любой сложности за исключением алгоритмов циклической структуры.

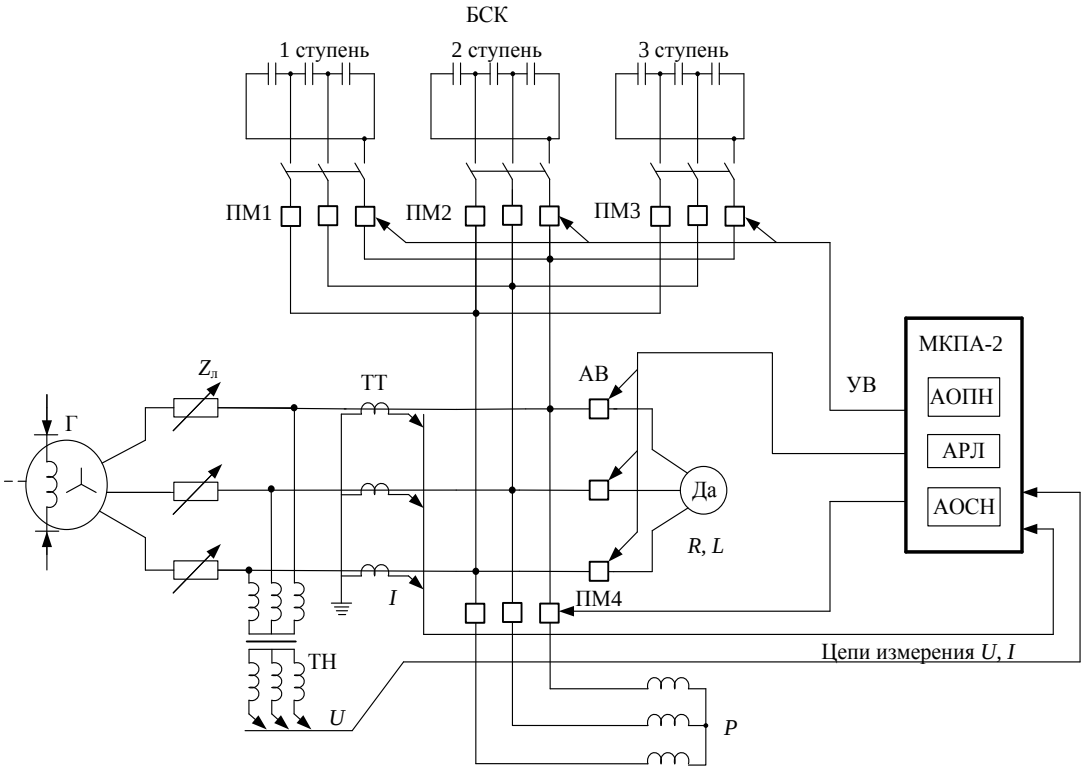


Рис. 1. Функциональная схема физической модели одномашинной системы и подключения МКПА-2

Работоспособность всех алгоритмов была проверена с помощь отладчика в Софт-Конструкторе.

Автоматика ограничения снижения напряжения (АОСН) [2] представлена алгоритмом отдельной ступени. С помощью ступени контролируются фазные напряжения. При снижении напряжения ниже уставки запускается выдержка времени, по окончании которой ступень выдает кратковременный сигнал срабатывания и отключает реактор (Р). При снижении напряжения ниже напряжения блокировки ступени, срабатывание ступени алгоритма блокируется. Это необходимо для того чтобы отстроиться от излишней работы автоматики при недопустимых снижениях напряжения. Аналоговые сигналы *U* заводятся от трансформаторов напряжения (ТН).

Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН) [2] представлена алгоритмом отдельной ступени. С помощью ступени контролируются фазные напряжения и сток реактивной мощности линии. При превышении уставок по напряжению и по стоку запускается выдержка времени, по окончании которой ступень выдает кратковременный сигнал срабатывания. Учет стока реактивной мощности ступени может быть отключен. Аналоговые сигналы *U* заводятся от трансформаторов напряжения (ТН).

Наиболее просто и надежно использовать три ступени АОПН [2]. Первую и вторую ступени следует применять для отключения линии, а третью – для включения линейного реактора (Р). Первая ступень используется также для отключения линии с противоположного конца при отключенном прилегающем конце линии, поэтому ее уставка должна быть выше, чем у остальных ступеней. Это исключает срабатывание ступени в случае, если прилегающий конец линии включен. Учет стока реактивной мощности первой ступени должен быть отключен.

Вторая ступень применяется для отключения линии с прилегающего конца. Ступень срабатывает с учетом стока реактивной мощности и согласуется с третьей ступенью через выдержку времени. Третья ступень, используемая для включения линейного реактора, должна иметь меньшую, чем вторая ступень, выдержку времени.

Автоматика разгрузки линии (АРЛ) [2] представлена алгоритмом отдельной ступени, контролирующей трехфазную мощность линии (обычно активную) и ток прямой последовательности линии. При превышении уставок по мощности или по току запускается выдержка времени, по окончании которой ступень выдает кратковременный сигнал срабатывания. Ступень может учитывать направление мощности и запускаться только при заданном направлении. Пуск ступени по току или по мощности может быть отключен.

В этом случае ступень будет выполнять функцию разгрузки по мощности или по току. Отключение пуска ступени по мощности не означает отключение учета направления мощности, поэтому ступень разгрузки по току может учитывать направление мощности.

Автоматика разгрузки линии может быть реализована как набор несвязанных между собой ступеней, управляющие воздействия которых включают друг друга. Кроме того существует механизм объединения отдельных ступеней в группу, в которых пуск ступеней с большей уставкой блокирует работу ступеней с меньшей уставкой (Рис. 2). Для этого в каждой ступени АРЛ имеется блокирующий выход, который подключается на блокирующий выход ступени АРЛ с меньшей уставкой. В случае такого подключения при срабатывании ступени с большей уставкой все остальные ступени с меньшими уставками не выдадут сигналов срабатывания. Такая схема подключения необходима, если УВ разных ступеней направляются в различные узлы.

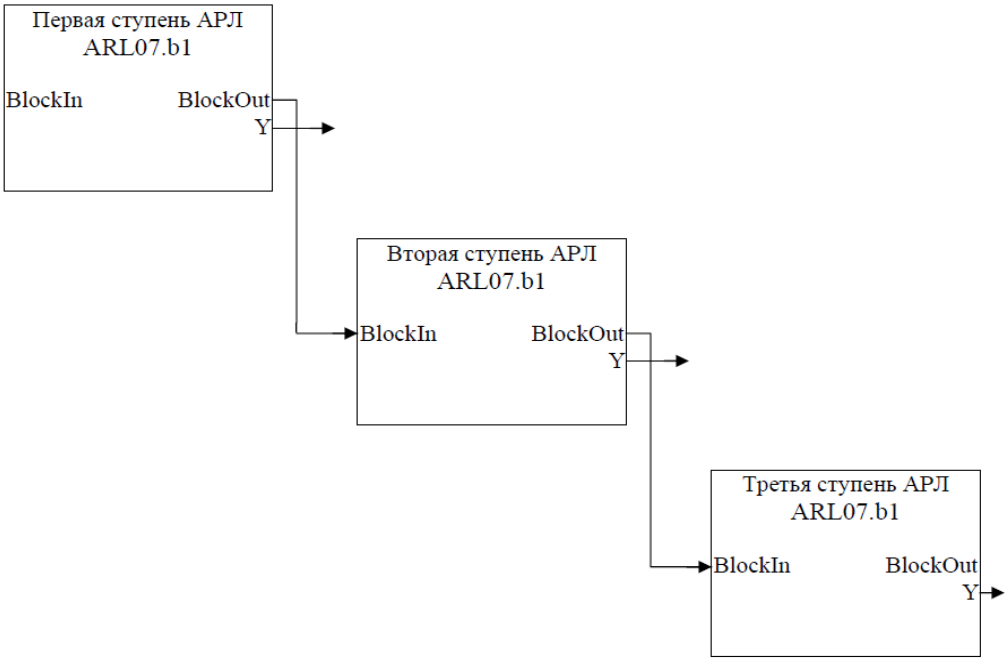


Рис. 2. Связи ступеней в алгоритме АРЛ

Литература

1. URL:http://http://www.prosoftsystems.ru/products/product.htm?pid=147 Описание микропроцессорного комплекса противоаварийной автоматики МКПА-2.
2. Противоаварийная автоматика в энергосистемах / Глускин И.З., Иофьеф Б.И. (с участием Мелкина А.А., Чекаловец Л.Н). – М.: «Знак», 2009. – 568 с.

УДК 681. 335

ТЕХНОЛОГИИ СВЯЗИ, ПРИМЕНЯЕМЫЕ В ЭНЕРГЕТИКЕ, В ЧАСТНОСТИ, РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЕ И ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКЕ (РЗ И ПА)

И.С. Кириллов
Филиал ОАО «СО ЕЭС»
Региональное диспетчерское управление энергосистемы республики Бурятия, г. Улан-Удэ

Включение в сеть новых или реконструкция существующих объектов электроэнергетики требует модернизации в части релейной защиты и противоаварийных систем, перехода к более современным цифровым микропроцессорным устройствам, что приводит к использованию наиболее современных и скоростных каналов связи. Технологии связи, применяемые в энергетике, в частности, релейной защиты и противоаварийной автоматики (РЗ и ПА), достигли такого уровня развития и настолько усложнили структуру и топологию взаимодействия различных уровней технологических сетей (зачастую с применением оборудования различных производителей, с различными концепциями и подходами к решению поставленных задач), что порой даже специалисту сложно разобраться в построении данной структуры и терминологии. Это, в свою очередь, негативно сказывается и на надежности данных систем. Однако современные средства связи дают практически неограниченные возможности в построении и резервировании различных систем связи для РЗ и ПА.

Существуют различные мультисервисные платформы, которые позволяют создавать системы связи любой конфигурации и сложности и реализовывать на их базе практически любые поставленные задачи. Одной из таких платформ является FOX-515. Оборудование FOX-515 предназначено для работы в условиях электромагнитных помех (на энергообъектах отрасли) и предоставляет полный спектр таких современных технологий связи, как: SDH, ATM, PDH, ISDN, xDSL, Ethernet, передачу данных (RS232, RS422, RS485, X.21). Платформа FOX-515 может быть использована для организации транспортных сетей связи и сетей доступа любых топологий. FOX-515 поддерживает современный интерфейс РЗ и ПА на базе модуля телезащиты и дискретных сигналов (Teleprotection and Binary Unit)-TEBIT.

Масштабируемая телекоммуникационная платформа FOX-515 позволяет организовать полный набор электрических и оптических интерфейсов для реализации быстродействующих микропроцессорных защит линий; имеет определённые преимущества: мощный механизм распределенной кросс-коммутации, обеспечивающий высокую надежность связи, модули передачи сигналов команд РЗ, позволяющие подключать микропроцессорные защиты различных производителей (ABB, Siemens, Alstom, GE и пр.); передачу сигналов по волоконно-оптическим линиям связи (ВОЛС) на расстояния до 120 км без усилителей (до 250 км совместно с оптическими усилителями); централизованную систему управления сетью, позволяющую организовать удаленное конфигурирование и мониторинг. Также ряд других возможностей делает данную систему одной из самых привлекательных для выбора проектировщика на стадии зарождения проекта по модернизации какого-либо объекта отрасли.

Помимо вопросов, возникающих в процессе проектировки и реализации проектов, возникают вопросы в процессе эксплуатации, выявляемые только эмпирическим путем. Одной из таких проблем является проблема обеспечения помехозащищенности современных каналов связи РЗ и ПА. Помехозащищенность является одной из важнейших характеристик канала связи – это показатель эффективности комплекса мер, направленных на обеспечение надежности работы технических устройств (в данном случае FOX-515 с использованием модуля РЗ и ПА TEBIT) в условиях помех (в данном случае электромагнитных).

Рассмотрим данный момент на конкретном примере аварии, произошедшей в Бурятской энергосистеме 04.03.2011 года на ПС Мысовая вследствие коммутационных помех при замыкании «–ШУ» на «Землю» (наличие «–ШУ» от РАС «Черный ящик») при монтаже вновь устанавливаемых промежуточных реле на панели №45 АРЛ, произошло ложное прохождение команд ПА АПНУ через аппаратуру FOX-515 с отключением нагрузки на ПС Тимлюйская, ПС 220 кВ Татаурово, ПС 220 кВ Районная и включение ШР-100 на ПС 220 кВ Районная.

В ходе расследования причины аварии на ПС Мысовая совместной комиссией с участием представителей Забайкальского управления Ростехнадзора, Забайкальского предприятия МЭС Сибири и персонала службы РЗА Филиала ОАО «СО ЕЭС» Бурятское РДУ были проведены натурные испытания для проверки взаимодействия всех узлов оборудования FOX-515. В результате послеаварийной проверки было выявлено, что запуск передатчика FOX-515 на ПС Мысовая произошел при коммутационных помехах, возникших вследствие замыкания «-ШУ» на «землю» в цепях оперативного тока. При проверке уровня входного напряжения, формирования команд аппаратуры FOX-515 было выявлено несоответствие паспортным техническим характеристикам: по паспорту $-U_{вх}$= +165…275В, фактически $-U_{вх}$= +120…275В, при напряжении $U_{уст}$ =220В, а также малое время отстройки от помех равное t=1,6 мс. [1]

После переписки с производителем оборудования FOX-515 выяснилось, что в соответствии с техническими данными на модуль TEBIT (используемый в аппаратуре FOX-515 и предназначенный для передачи команд РЗ и ПА) в соответствии с установленным напряжением $U_{уст}$ =220В диапазон гарантированного несрабатывания входа составляет от 275В до +114В постоянного тока, а диапазон гарантированного срабатывания от +165В до +275В постоянного тока. Диапазон между «срабатыванием» и «несрабатыванием» не определен. Это означает, что вход гарантированно не сработает, если входное напряжение будет меньше + 114В и гарантированно сработает, если входное напряжение будет больше +165В постоянного тока. Если же входное напряжение будет в диапазоне от +114В до +165В постоянного тока, то вход может сработать, а может и не сработать. Что касается отстройки от помех по времени, был получен ответ, что в аппаратуре FOX-515 нет возможности установки времени задержки сигнала на входе модуля TEBIT. [2]

В ходе дальнейшего взаимодействия и переписки по данному вопросу с производителем на основании результатов испытаний увеличения порога срабатывания входа модуля TEBIT производитель рекомендовал установить RC-фильтр в цепи входной команды с целью исключения формирования ложных команд ПА при возникновении коммутационных помех в цепях оперативного постоянного тока. В

конфигурации FOX-515 необходимо изменить напряжение входов модуля TEBIT с 220В постоянного тока на 110В постоянного тока [3].

В результате чего Забайкальским предприятием МЭС были проведены натурные испытания для проверки рекомендаций завода-изготовителя по повышению помехозащищенности дискретных входов модулей TEBIT аппаратуры FOX-515. Для увеличения порога срабатывания входа и изменения задержки срабатывания по входу модуля TEBIT были установлены RC-фильтры согласно схемным решениям завода-изготовителя. После выполнения рекомендаций завода-изготовителя (разработчика) аппаратуры FOX-515 в части повышения помехозащищенности входов модуля TEBIT, отстройка по уровню срабатывания дискретных входов выполнена с параметрами по напряжению $U_{вх}$ =160-170В, задержка срабатывания по входу t=10 мс. [4].

В результате было предложено разработчику ООО «АВВ» Департамент «Системы связи в Энергетике» выполнить программную доработку ПО FOX-515 в части реализации задержки на срабатывание дискретных входов для отстройки от импульсных помех. Было предложено провести испытания на других объектах ОЭС Сибири для получения опыта эксплуатации. [2]

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что современное оборудование, по словам производителей и разработчиков, позиционируется как достаточно помехозащищенное, однако как показывает практика, на самом деле современные технологии ввиду своего бурного развития требуют дополнительного апробирования в условиях реальной эксплуатации на протяжении определенного периода с необходимой доработкой как программного обеспечения, так и возможно элементной базы.

Во избежание возникновения различного рода помех на объекте, приводящих к ложной работе аппаратуры РЗ и ПА, необходимо решать вопросы помехозащищенности на объекте комплексно.

Иногда при выявлении в процессе эксплуатации проблем электромагнитной совместимости (сбои и отказы электронной аппаратуры, повреждение изоляции вторичных цепей) оказывается необходимым проведение обследования электромагнитной обстановки в ходе текущей эксплуатации объекта и реализация специальных мероприятий по обеспечению электромагнитной совместимости.

С подобной ситуацией приходится сталкиваться, в первую очередь, на объектах, где внедрение МП аппаратуры проводилось без должной проработки вопросов ее защиты на стадии проектирования.

Ввиду преимущества современных технологий переход на оптические каналы передачи данных по ВОЛС (как один из возможных способов решения проблемы связанной с помехозащищенностью каналов связи РЗ и ПА) в последнее время становится тенденцией. Но не стоит забывать, что эксплуатация ВОЛС может иметь ряд недостатков.

К недостаткам ВОЛС можно отнести следующее:

- Высокая стоимость установки, высокая стоимость восстановления;
- Относительная климатическая стойкость;
- Низкая ремонтопригодность;

- Сложные строительные, технологические, конструкционные и эксплуатационные решения;
- Ухудшение параметров во времени;
- Подверженность вибро - и механическим воздействиям;
- Необходимость установки промежуточных повторителей (усилителей) на протяженных линиях;
- Дорогие сетевые устройства, дорогая эксплуатация.

Возможность и необходимость применения использования той или иной технологии связи и аппаратуры обработки и передачи информации по данным каналам должно быть обосновано и принято на стадии проектирования с учетом технико-экономического обоснования.

Литература

1. Акт послеаварийной проверки АПНУ ПС Мысовая. – 1с.
2. Письмо Филиала ОАО «СО ЕЭС» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Сибири» № О4-б11-II-2-12.4-33 / 1405 от 18.03.2011 «О помехозащищенности FOX-515». – 2с.
3. Письмо ООО «АББ» Департамент «Системы связи в энергетике» №300-048-11 от 23.03.2011 «О ложной работе FOX-515». – 1с.
4. Техническое решение Филиала ОАО «ФСК ЕЭС» Забайкальское предприятие магистральных электрических сетей по ПС Мысовая. – 3с.

УДК 621.316.925

ВЛИЯНИЕ ПЕРЕХОДНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ В МЕСТЕ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА РАБОТУ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ НАПРЯЖЕНИЕМ110-220 КВ

Е.А. Конова
Филиал ОАО «СО ЕЭС» РДУ Татарстана, г. Казань

Дистанционный принцип получил широкое распространение в технике релейной защиты и автоматики электроэнергетических систем, прежде всего при выполнении дистанционной защиты (ДЗ) линий электропередачи напряжением 110-220 кВ [1, 2].

В связи с возможностями, открывшимися при использовании микропроцессорной техники, появилось большое число разновидностей характеристик срабатывания измерительного органа (ИО) сопротивления ДЗ. При этом возникают вопросы, связанные с выбором целесообразной формы характеристики срабатывания и расчетом ее параметров.

Для обеспечения направленности ДЗ и срабатывания ее при металлических коротких замыканиях (КЗ) в пределах заданной зоны характеристика ИО сопротивления в комплексной плоскости должна проходить через начало координат и точку, соответствующую концу защищаемой зоны. В остальном форма характеристики должна быть подчинена условиям, обеспечивающим требования срабатывания в защищаемой зоне и несрабатывания вне ее при наличии различных факторов, иска-

жающих работу защиты [3]. К таким факторам относится наличие переходного сопротивления в месте КЗ, рассматриваемое в данной работе.

Основной особенностью измерения входного сопротивления ИО защиты, действующими при КЗ через переходное сопротивление, является различие токов, протекающих в месте установки защиты и в месте повреждения. Указанное иллюстрируется рис. 1, где $\underline{E}_1$, $\underline{E}_2$, $\underline{Z}_1$, $\underline{Z}_2$ – эквивалентные ЭДС и сопротивления систем; $\underline{Z}_{К31}$, $\underline{Z}_{К32}$ – сопротивления участков защищаемой линии до места повреждения; $R_П$ – переходное сопротивление в месте повреждения [2].

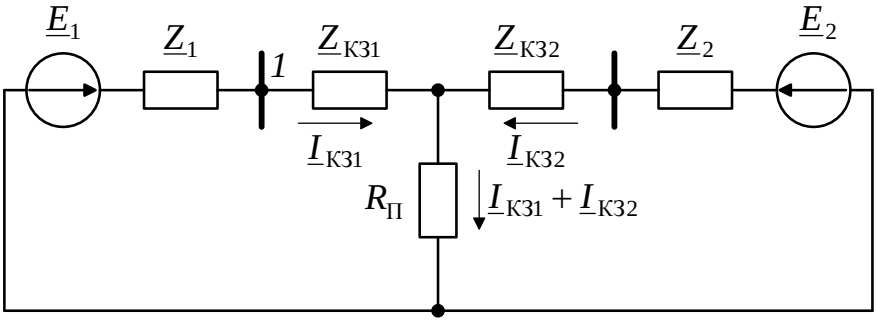


Рис. 1. Эквивалентная схема замещения электрической системы при КЗ через переходное сопротивление

При КЗ на линии через переходное сопротивление ток $\underline{I}_{К31}$ на входе ДЗ, установленной в точке 1, не равен току $\underline{I}_{К31} + \underline{I}_{К32}$, протекающему через переходное сопротивление $R_П$, вследствие подпитки места повреждения током $\underline{I}_{К32}$ от противоположной части электрической системы (ЭС).

Сопротивление на входе ДЗ определяется соотношением:

$$\underline{Z}_{ДЗ} = \underline{Z}_{К31} + R_П \frac{\underline{q}\left(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_{К31}\right) + \underline{Z}_{К32} + Z_2}{\underline{Z}_2 + \underline{Z}_{К32} + R_П - \underline{q} \cdot R_П}, \text{ где } \underline{q} = \frac{\underline{E}_2}{\underline{E}_1}. \qquad (1)$$

Найдем области, в которых располагается сопротивление $\underline{Z}_{ДЗ}$ на входе ДЗ при КЗ через переходное сопротивление с учетом ограничений, определяемых тем, что соотношение ЭДС $\underline{E}_1$ и $\underline{E}_2$ по модулю не выходит за пределы [2, 4]

$$q_1 \le \left|\underline{q}\right| \le q_2, \qquad (2)$$

где $q_1 < 1$; $q_2 > 1$. Другое ограничение определяется тем, что из условия устойчивости ЭС угол $\delta = arg\,\underline{q}$ не выходит за пределы [2, 4]

$$\delta_1 \le arg\,\underline{q} \le \delta_2, \qquad (3)$$

где $\delta_1 > -90^\circ$; $\delta_2 < 90^\circ$.

Преобразуем (1) к виду

$$\underline{q} = \frac{\underline{Z}_{ДЗ}\left(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_{К32} + R_П\right) - \left(\underline{Z}_{К31}\left(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_{К32} + R_П\right) + R_П\left(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_{К32}\right)\right)}{\underline{Z}_{ДЗ} \cdot R_П + \underline{Z}_1 \cdot R_П}. \qquad (4)$$

Тогда условие (2) примет вид:

$$\left|\frac{\underline{Z}_{ДЗ}\left(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_{К32} + R_П\right) - \left(\underline{Z}_{К31}\left(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_{К32} + R_П\right) + R_П\left(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_{К32}\right)\right)}{\underline{Z}_{ДЗ} \cdot R_П + \underline{Z}_1 \cdot R_П}\right| \ge q_1, \qquad (5)$$

$$\left|\frac{\underline{Z}_{\text{ДЗ}}\left(\underline{Z}_2+\underline{Z}_{\text{КЗ2}}+R_{\text{П}}\right)-\left(\underline{Z}_{\text{КЗ1}}\left(\underline{Z}_2+\underline{Z}_{\text{КЗ2}}+R_{\text{П}}\right)+R_{\text{П}}\left(\underline{Z}_2+\underline{Z}_{\text{КЗ2}}\right)\right)}{\underline{Z}_{\text{ДЗ}}\cdot R_{\text{П}}+\underline{Z}_1\cdot R_{\text{П}}}\right|\le q_2. \qquad (6)$$

Граничной линией области, описываемой неравенством (5), при $q_1k \neq 1$ в плоскости Z является окружность (рис. 2, окружность 1), центр $\underline{Z}'_0$ и радиус R'_0 которой равны [2, 4, 5]:

$$\underline{Z}'_0=\frac{\underline{a}-(q_1k)^2\underline{b}}{1-(q_1k)^2},\ R'_0=q_1k\left|\frac{\underline{a}-\underline{b}}{1-(q_1k)^2}\right|, \qquad (7)$$

$$\text{где } \underline{a}=-\underline{k}_4/\underline{k}_3;\ \underline{b}=-\underline{k}_2/\underline{k}_1;\ k=\left|\underline{k}_1/\underline{k}_3\right|; \qquad (8)$$

$$\underline{k}_3=\underline{Z}_2+\underline{Z}_{\text{КЗ2}}+R_{\text{П}},\ \underline{k}_4=-\left(\underline{Z}_{\text{КЗ1}}\left(\underline{Z}_2+\underline{Z}_{\text{КЗ2}}+R_{\text{П}}\right)+R_{\text{П}}\left(\underline{Z}_2+\underline{Z}_{\text{КЗ2}}\right)\right),$$

$$\underline{k}_1=R_{\text{П}},\ \underline{k}_2=\underline{Z}_1\cdot R_{\text{П}}. \qquad (9)$$

Неравенство (6) соответствует области, границей которой при $q_2k \neq 1$ является окружность (рис. 2, окружность 2) с параметрами $\underline{Z}''_0$, R''_0, определяемыми (7) при замене q_1 на q_2.

Найдем ограничения на область расположения $\underline{Z}_{\text{ДЗ}}$, определяемые условием (3), по предельным углам расхождения ЭДС $\underline{E}_1$ и $\underline{E}_2$. Вводя обозначения (4), (8), (9), а также

$$\beta=arg\frac{\underline{k}_3}{\underline{k}_1},$$

преобразуем неравенство (3) к виду:

$$\delta_1-\beta\le arg\frac{\underline{Z}_{\text{ДЗ}}-\underline{a}}{\underline{Z}_{\text{ДЗ}}-\underline{b}}\le\delta_2-\beta.$$

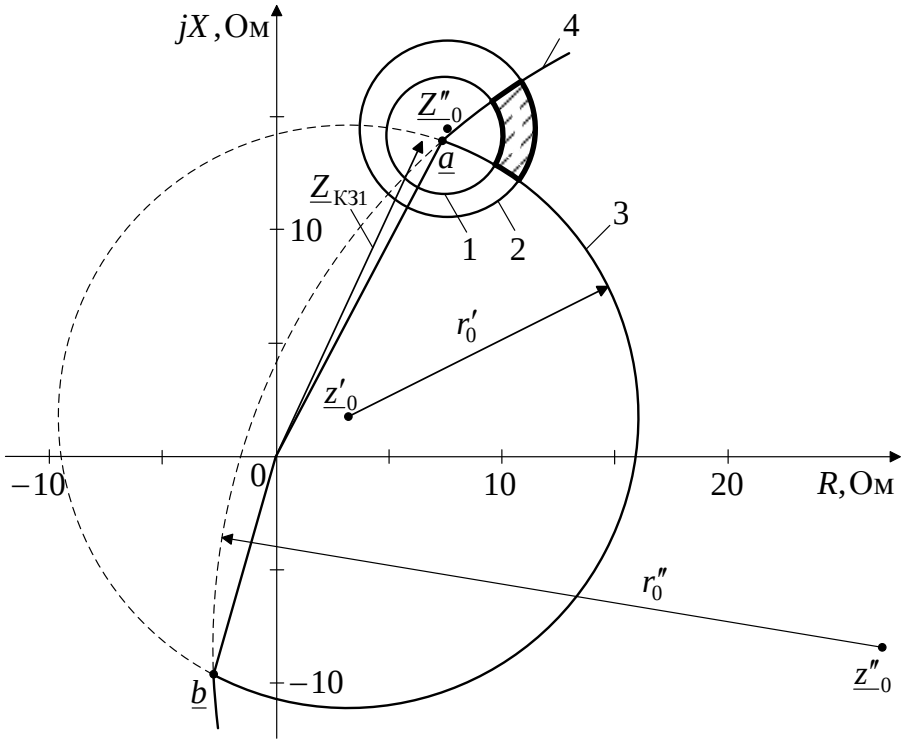


Рис. 2. Область расположения входного сопротивления ДЗ при КЗ через переходное сопротивление

Граничные линии будут характеризоваться равенствами:

$$arg\frac{\underline{Z}_{ДЗ}-\underline{a}}{\underline{Z}_{ДЗ}-\underline{b}}=\delta_1-\beta, \tag{10}$$

$$arg\frac{\underline{Z}_{ДЗ}-\underline{a}}{\underline{Z}_{ДЗ}-\underline{b}}=\delta_2-\beta. \tag{11}$$

Часть граничной линии, которая выражается уравнением (10), представляет собой, при $\delta_1-\beta\neq 0$ и $\delta_1-\beta\neq\pi$, дугу окружности (рис. 2, дуга окружности 3). Заданный угол $\delta_1-\beta$ является вписанным углом этой окружности, опирающимся на две точки той же окружности. Следовательно, точки $\underline{a}$ и $\underline{b}$ должны лежать на граничной линии. Следует отметить, что уравнению (10) соответствует лишь та часть окружности, по которой от точки $\underline{a}$ к точке $\underline{b}$ движение происходит по часовой стрелке при отрицательном значении угла $\delta_1-\beta$ [5].

Центр $\underline{z}'_0$ и радиус r'_0 окружности равны:

$$\underline{z}'_0=\frac{\underline{a}+\underline{b}}{2}+j\frac{\underline{a}-\underline{b}}{2tg(\delta_1-\beta)},\ r'_0=\left|\frac{\underline{a}-\underline{b}}{2sin(\delta_1-\beta)}\right|. \tag{12}$$

Аналогично часть граничной линии по выражению (11) является дугой окружности с вписанным углом $\delta_2-\beta$, опирающейся на точки $\underline{a}$ и $\underline{b}$ (рис. 2, дуга окружности 4). Параметры окружности определяются (12) при замене δ_1 на δ_2.

Результирующая область сопротивлений на входе ДЗ при КЗ через переходное сопротивление определяется как общая для условий (2) и (3) (заштрихованная область на рис. 2).

На рис. 3 показана характеристика срабатывания ИО сопротивления первой ступени ДЗ.

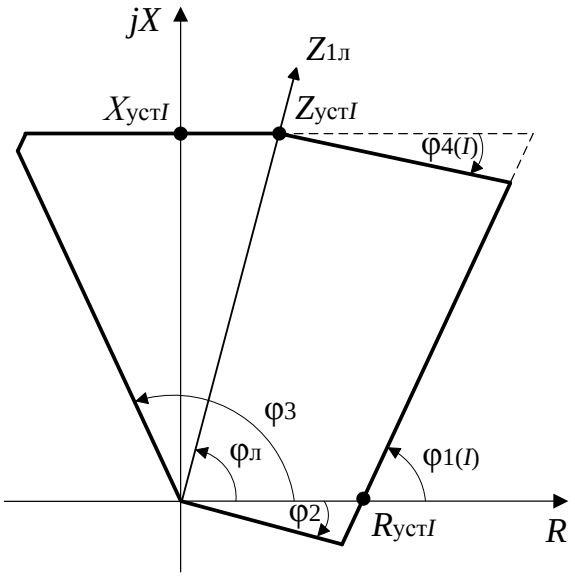


Рис. 3. Характеристика срабатывания ИО сопротивления первой ступени ДЗ

Приведенный выше анализ измеряемых сопротивлений при КЗ через переходное сопротивление позволяет определить следующие параметры рассматриваемой характеристики срабатывания:

1. уставка по активной составляющей сопротивления ИО, $R_{устI}$;
2. угол наклона правой боковой части характеристики ИО $\varphi_{1(I)}$;

3. угол наклона нижней правой части характеристики ИО φ_2;

4. угол наклона верхней правой части характеристики ИО $\varphi_{4(I)}$.

Данные рассуждения справедливы и при выборе соответствующих параметров характеристик срабатывания ИО сопротивления второй и третьей ступеней ДЗ.

Литература

1. Федосеев А.М., Федосеев М.А. Релейная защита электроэнергетических систем: Учеб. для вузов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 528 с.
2. Шнеерсон Э.М. Дистанционные защиты. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 448 с.
3. Фабрикант В.Л. Дистанционная защита: Учеб. пособие для вузов. – М.: Высшая школа, 1978. – 215 с.
4. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.
5. Фабрикант В.Л. Основы теории построения измерительных органов релейной защиты и автоматики. – М.: Высшая школа, 1968. – 267 с.

УДК 621.316.925.001.4

РЕГУЛИРУЕМЫЙ ДУГОГАСЯЩИЙ РЕАКТОР

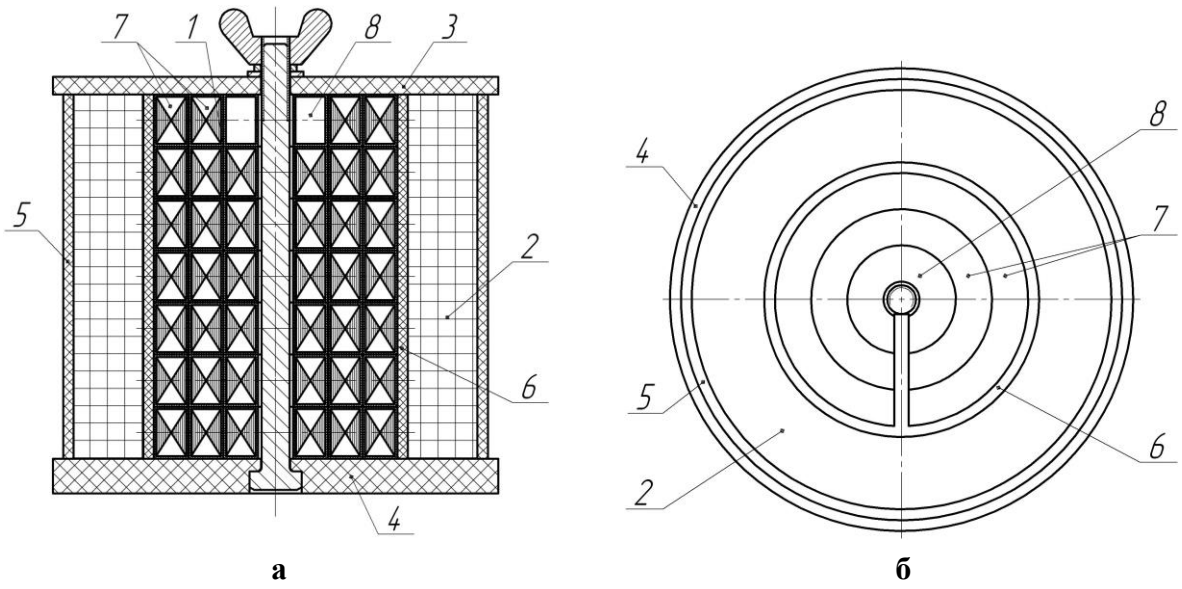
С.С. Костинский, В.В. Михайлов, Д.С. Алексеева,
В.В. Лопанский, С.Е. Мельник
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

Дугогасящие реакторы применяются для заземления нейтрали трехфазных сетей 6, 10, 35 кВ. Из-за распределенной по линии электропередачи или кабелю емкости, при однофазных замыканиях на землю в месте повреждения изоляции возникает емкостный ток. Если он превышает 20 - 30 А, возникает электрическая дуга, горение которой разрушает изоляцию и проводник кабеля, что может приводить к переходу однофазного замыкания на землю в двух- или трёхфазное замыкание и отключению линии релейной защитой. Таким образом, потребитель электроэнергии может временно лишиться электроснабжения.

Этого не происходит, когда нейтраль сети заземлена через дугогасящий реактор, индуктивность которого во время однофазного замыкания на землю такова, что емкостная проводимость распределенной емкости сети и индуктивная проводимость реактора на промышленной частоте равны. Происходит компенсация емкостного тока, которая осуществляется включением в нейтральную точку трехфазной сети индуктивного сопротивления – дугогасящего реактора с регулируемым воздушным зазором магнитопровода или ступенчатым регулированием числа витков его обмотки [1]. Для адаптации к конкретной линии необходимо изменять индуктивность дугогасящего реактора.

В предлагаемом реакторе (рис. 1) обмотка возбуждения (2) создает в магнитопроводе (1), состоящем из ферромагнитных колец (7) с разной магнитной проницаемостью и немагнитных колец (8), магнитный поток. Изменением количества ферромагнитных колец (7) и немагнитных колец (8) добиваются уменьшения или увеличения суммарного объема ферромагнитного материала в магнитопроводе реактора и соответственно его индуктивности в целом.

Напряженность поля характеризуется наибольшими значениями рядом с обмоткой и уменьшается по направлению к ее центру. Поэтому с целью увеличения линейности зависимости индуктивного сопротивления от тока следует набирать магнитопроводы ферромагнитных колец из ферромагнитных композиционных материалов с разной магнитной проницаемостью. Для изготовления колец большего диаметра, находящихся ближе к обмотке дросселя, используют магнитопроводящие материалы с меньшей магнитной проницаемостью относительно колец меньшего диаметра, соответственно удаленных от обмотки. Это позволит изготавливать регулируемый дугогасящий реактор линейным за счет того, что магнитопроводы ферромагнитных колец будут равномерно намагничиваться по всему сечению стержня.



а б

Рис. 1. Конструкция регулируемого дугогасящего реактора:
а – разрез; б – вид сверху при снятой верхней крышке

Изменение индуктивности регулиремого дугогасящего реактора осуществляется изменением количества магнитопроводящих колец и немагнитных вставок. Это позволяет избежать повышенного шума и вибрации за счет плотной упаковки магнитопровода и стягивания всех элементов реактора шпилькой и гайкой, исключающих неплотную посадку и люфты конструкции. Применение немагнитных колец позволяет также обеспечить фиксированный и неизменный во времени воздушный зазор между ферромагнитными кольцами и соответственно точность установки индуктивности.

Изготовление оболочки ферромагнитных колец осуществляется из немагнитных материалов малой толщины. Это позволит достичь увеличения суммарного объема ферромагнетика в общем объеме магнитопровода, что приведет к увеличению магнитного потока пронизывающего магнитопровод.

С целью получения экспериментальных данных был собран макет регулируемого дугогасящего реактора. Магнитопровод реактора набирался из десяти полуколец одинаковой высоты, образовывавших пять магнитопроводящих колец и соответственно пять ступеней регулирования. Экспериментальные измерения проводились авторами в лаборатории «Особых режимов работы распределительных сетей

10 (6) / 0,4 кВ» кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий и городов» в рамках госбюджетной темы 13.12 «Повышение энергоэффективности режимов работы энергооборудования средствами оптимального проектирования, управления, мониторинга и диагностики». В процессе измерений был использован комплект измерительный К-540 заводской номер 1213, имеющий класс точности 0,5 и свидетельство о поверке.

Результаты измерений вольт-амперной характеристики исследуемого регулируемого реактора при изменении количества ферромагнитных полуколец в магнитопроводе, приведены в табл. 1.

Аппроксимация полученных по результатам измерений данных проводилась с помощью полинома первого порядка, результаты приведены на (рис. 2).

Когда магнитопровод макета составлен только из двух полуколец, то вольт-амперная характеристика практически совпадает с кривой (4) показанной на (рис. 2), что отражено в табл. 1.

Таблица 1

Результаты измерений вольт-амперной характеристики исследуемого реактора при изменении количества ферромагнитных полуколец

№ измерения	Количество полуколец в магнитопроводе, шт									
	10		8		6		4		2	
	I, А	*U*, В	*I*, А	*U*, В	*I*, А	*U*, В	*I*, А	*U*, В	*I*, А	*U*, В
1	20	6.25	20.5	5.95	20.4	5.43	20.5	5.18	20.5	5.1
2	18.5	5.77	19	5.5	18.75	4.9	19.5	4.6	19.25	4.6
3	18	5.55	15.5	4.3	15.1	4.05	18	4.45	19.1	4.55
4	16.5	5.04	14	3.8	13	3.27	17.25	4.18	17.5	4.33
5	15.35	4.56	12.5	3.38	12.1	3	16	3.95	16.5	4.12
6	13.75	4.15	10.5	2.97	10.4	2.5	14.75	3.63	16	3.94
7	13.5	3.97	10	2.68	10	2.26	14.5	3.57	14.75	3.62
8	12.25	3.72	8.75	2.55	8.75	2.21	13.75	3.53	14.5	3.5
9	12	3.52	8.25	2.2	8.25	2.02	13	3.18	11.25	2.69
10	10.75	3.28	8	2.09	8	2	11.9	2.96	11	2.64
11	10	2.98	7.25	1.92	7.25	1.76	11.5	2.83	9.25	2.21
12	9.5	2.84	5.75	1.65	5.75	1.46	10.5	2.55	8.5	2.04
13	8.5	2.59	5	1.3	5	1.15	10	2.35	7.95	1.82
14	8	2.38	4	1.13	4	0.95	8.75	2.06	7.5	1.76
15	7.5	2.2	1.25	0.3	1.5	0.43	8	1.85	6.5	1.56
16	5.75	1.71	-	-	-	-	7	1.67	5.25	1.23
17	5	1.45	-	-	-	-	6	1.33	4.25	1
18	3.75	1.14	-	-	-	-	4.5	1.04	3.75	0.85
19	2.5	0.75	-	-	-	-	3	0.76	2	0.48
20	0.5	0.3	-	-	-	-	1	0.22	1	0.18

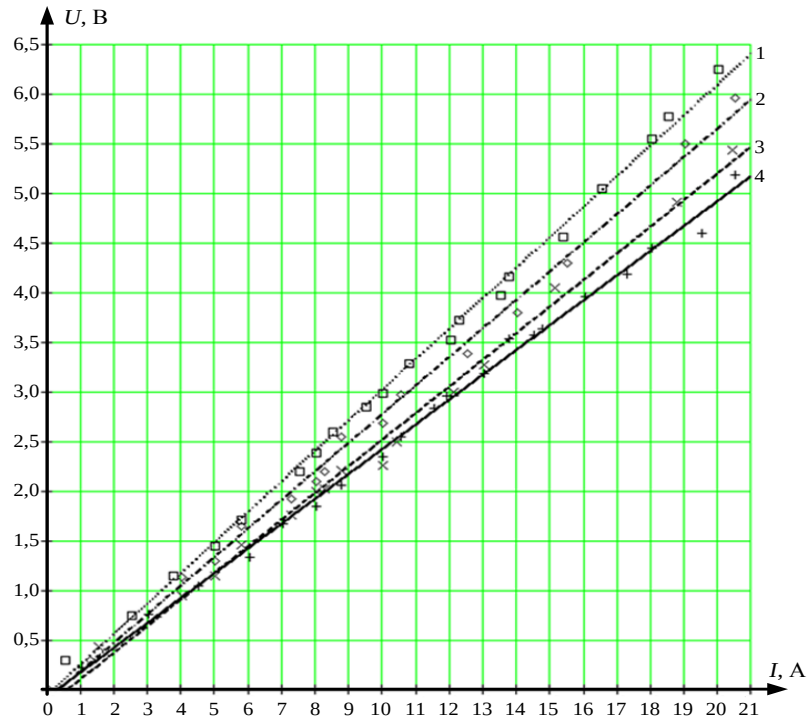


Рис. 2. Аппроксимация полученных по результатам измерений данных при количестве полуколец в магнитопроводе равном:
1 – 10; 2 – 8; 3 – 6; 4 – 4.

Вывод

Изменение индуктивности предложенного регулируемого дугогасящего реактора для конкретной линии осуществляется технологически просто, посредством изменения количества магнитопроводящих колец, что подтверждается полученными экспериментальными данными.

Литература

1. Веприк Ю.Н., Лебедка С.Н., Петровский М.В. Перенапряжения в электрических сетях 6-35 кВ и современные средства их ограничения при замыканиях на землю // Вестник Сумского государственного университета. Серия технические науки. – 2008. – №4. – С. 59-69.

УДК 621.316.925.001.4

АНАЛИЗ ПОГРЕШНОСТЕЙ ИЗМЕРЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА С МАГНИТОПРОВОДАМИ ИЗ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОЙ СТАЛИ И АМОРФНОГО НАНОКРИСТАЛЛИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА

С.С. Костинский, В.В. Михайлов, В.В. Авраменко,
Е.В. Новикова, Ю.А. Кабаргина
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)
имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

В частотной области от 50 Гц до 1 МГц магнитопроводы для трансформаторов и дросселей традиционно изготавливают из электротехнической стали, железо-

никелевых сплавов (пермаллой), ферритов, прессованного порошкообразного пермаллоя и альсифера (магнитодиэлектрики); подробнее о них написано, например в [1]. Новый класс магнитопроводов ГАММАМЕТ® [2] может полностью заменить указанные выше магнитопроводы.

Магнитопроводы ГАММАМЕТ® изготавливают из аморфной ленты толщиной 20 ... 25 мкм, полученной из сплавов на основе железа или кобальта.

Сравнение материала магнитопроводов ГАММАМЕТ® с традиционными магнитными материалами показывает его превосходство почти по всем параметрам [1, 3].

Задачей исследования являлось сравнение погрешности измерения трансформатора тока с магнитопроводом, изготовленным из электротехнической стали и материала ГАММАМЕТ®. Для расчета были взяты сталь электротехническая сернистая марки 3404 и толщиной 0,35 мм, предназначенная для магнитных цепей электрических машин, трансформаторов и приборов и материал ГАММАМЕТ® марки 440В, применяемый в высокочастотных трансформаторах, импульсных трансформаторах, согласующих трансформаторах, широкополосных трансформаторах, измерительных трансформаторах тока и напряжения.

С целью решения поставленной задачи расчетным путем, была разработана программа численного расчета мгновенных значений вторичного тока трансформатора тока в переходном и установившемся режимах с учетом величины воздушного зазора в магнитопроводе, постоянной времени, амплитуды и начальной фазы первичного тока, а также марки материала магнитопровода. В качестве объекта исследования был выбран ТТ типа ТПЛ-10, технические параметры которого необходимые в качестве исходных данных для расчета были взяты из [4].

Работы проводились авторами в лаборатории «Исследования режимов работы распределительных сетей 0,4 – 10 кВ» кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий и городов» в рамках госбюджетной темы 13.12 «Повышение энергоэффективности режимов работы энергооборудования средствами оптимального проектирования, управления, мониторинга и диагностики».

При расчете помимо конструктивных данных трансформатора тока, взятых из [4], и кривых намагничивания материалов, используемых для изготовления магнитопровода, также были приняты следующие условия: начальная фаза первичного тока равна нулю, ширина технологического воздушного зазора в магнитопроводе 0,4 мм.

Расчет проводился для трех значений суммарного сопротивления вторичной обмотки трансформатора и его нагрузки, равных соответственно 1, 5 и 11 Ом во всем диапазоне номинального тока. Результаты расчета приведены в табл. 1 и на рис. 1 и 2.

Из результатов расчетов следует, что при малых сопротивлениях нагрузки трансформатора тока, относительное значение погрешности для трансформатора тока, магнитопровод которого выполнен из нанокристаллического материала, существенно меньше, чем для трансформатора тока магнитопровод которого выполнен из электротехнической стали. С ростом сопротивления нагрузки их погрешности сближаются, поэтому преимущество нанокристаллического материала снижается.

Таблица 1

Результаты расчета относительной погрешности

$I_{1м}$, А	Суммарное сопротивление вторичной обмотки трансформатора и его нагрузки					
	$R_{2\Sigma}$ = 1 Ом		$R_{2\Sigma}$ = 5 Ом		$R_{2\Sigma}$ = 11 Ом	
	Δ, %		Δ, %		Δ, %	
	ГАММАМЕТ® 440В	Эл. сталь 3404 (0,35)	ГАММАМЕТ® 440В	Эл. сталь 3404 (0,35)	ГАММАМЕТ® 440В	Эл. сталь 3404 (0,35)
5	-0.028662	0.220508	0.815495	2.872684	6.101423	10.67378
10	-0.050587	0.220509	1.076465	2.872677	6.697961	10.67378
25	-0.049434	0.220493	1.249862	2.872363	7.064361	10.67308
50	-0.044769	0.220493	1.310139	2.872164	7.188044	10.58362
75	-0.041714	0.220448	1.331546	2.867118	7.23084	10.43677
100	-0.040968	0.220493	1.341636	2.845618	7.251164	10.16240
150	-0.040164	0.220451	1.352586	2.79953	7.273024	9.78678
200	-0.039574	0.220482	1.357425	2.726668	7.282761	9.55388
250	-0.039235	0.220138	1.360763	2.667553	7.290535	9.40063
300	-0.038916	0.219802	1.363056	2.623342	7.297331	9.28546
350	-0.038717	0.219333	1.364406	2.587401	7.327181	9.19927
400	-0.038599	0.218697	1.365343	2.558534	7.364725	9.13617
450	-0.038537	0.217911	1.366185	2.535082	7.404416	9.08826
500	-0.038488	0.216955	1.367479	2.516076	7.451829	9.05345
550	-0.038443	0.215941	1.36833	2.499306	7.524281	9.02614

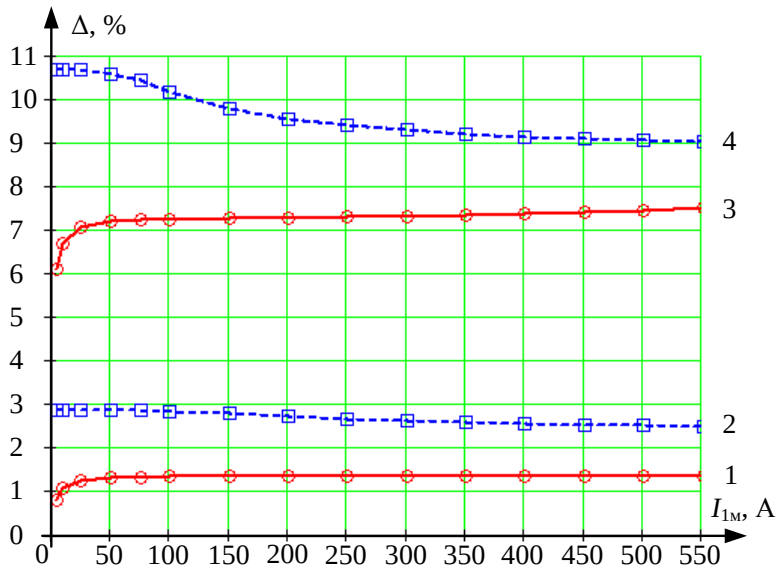


Рис. 1. График погрешности измерения трансформатора тока от амплитудного значения первичного тока при:
1 – магнитопровод изготовлен из материала ГАММАМЕТ® 440В и $R_{2\Sigma}$ = 5 Ом;
2 – магнитопровод изготовлен из электротехнической стали 3404 (0,35) и $R_{2\Sigma}$ = 5 Ом;
3 – магнитопровод изготовлен из материала ГАММАМЕТ® 440В и $R_{2\Sigma}$ = 11 Ом;
4 – магнитопровод изготовлен из электротехнической стали 3404 (0,35) и $R_{2\Sigma}$ = 11 Ом

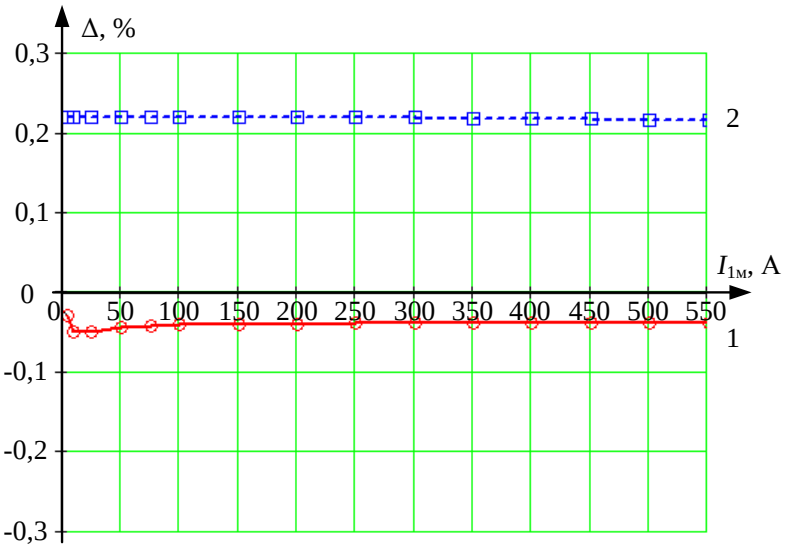


Рис. 2. График погрешности измерения трансформатора тока от амплитудного значения первичного тока при:
1 – магнитопровод изготовлен из материала ГАММАМЕТ® 440В и $R_{2\Sigma}$ = 1 Ом;
2 – магнитопровод изготовлен из электротехнической стали 3404 (0,35) и $R_{2\Sigma}$ = 1 Ом

Вывод

Замена магнитопровода из электротехнической стали на материал ГАММАМЕТ® без изменения конструкции позволяет существенно уменьшить основную погрешность трансформаторов тока, особенно при первичных токах до номинального значения. Если же произвести замену на стадии разработки, то при правильном выборе магнитопровода можно дополнительно добиться уменьшения габаритов и рабочей температуры.

Литература

1. Русин Ю.С., Гликман И.Я., Горский А.Н. Электромагнитные элементы радиоэлектронной аппаратуры. – М.: Радио и связь, 1991. – 225 с.
2. Стародубцев Ю., Кейлин В. ГАММАМЕТ – новый материал магнитопровода. – Радио, 1994. № 6. – С. 34, 35.
3. Справочник по электротехническим материалам под ред. Корицкого Ю.В., Пасынкова В.В., Тареева Б.М., т. 3. – Л.: Энергоатомиздат, 1988. – 728 с.
4. Королев Е.П., Либерзон Э.М. Расчеты допустимых нагрузок в токовых цепях релейной защиты. – М.: Энергия, 1980. – 208 с

УДК 621.316.91.001.5

АДАПТИВНОЕ ОАПВ НА ОСНОВЕ АЛГОРИТМА ОБРАБОТКИ ПАРАМЕТРОВ ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА

С.П. Кошелько, В.Е. Качесов
Новосибирский государственный технический университет

При разработке адаптивного ОАПВ основной задачей является надежное определение факта погасания дуги подпитки. Актуальность исследуемой задачи

подтверждается тем, что не существует универсального метода, сочетающего в себе высокий уровень надежности определения факта ликвидации повреждения при различных конфигурациях параметров ВЛ и простоту реализации алгоритма.

Хорошо известен способ АОАПВ ВЛЭП переменного тока высокого напряжения, при котором измеряется модуль восстанавливающегося напряжения промышленной частоты на отключенном проводе ВЛЭП [1]. Для анализа возможности реализации АОАПВ на основе выше указанного способа необходимо соотнести модули восстанавливающегося напряжения на отключенной фазе в режиме горения ($|\underline{U}_{\Gamma}|$) и погасания ($|\underline{U}_{\text{В}}|$) дуги подпитки.

Расчет восстанавливающегося напряжения во время бестоковой паузы ОАПВ может быть выполнен на основе принципа суперпозиции электростатической ($\underline{U}_{\text{В.ЭС}}$) и электромагнитной ($\underline{U}_{\text{В.ЭМ}}$) составляющих напряжения в простейшей модели ЛЭП:

$$\underline{U}_{\text{В}}=\underline{U}_{\text{В.ЭС}}+\underline{U}_{\text{В.ЭМ}}$$

Электростатическая составляющая напряжения ($\underline{U}_{\text{В.ЭС}}$), наводимая на отключенной фазе симметричной по Фортескью (идеально транспонированной) ЛЭП приближенно определяется в схеме, представленной на рис. 1,а.

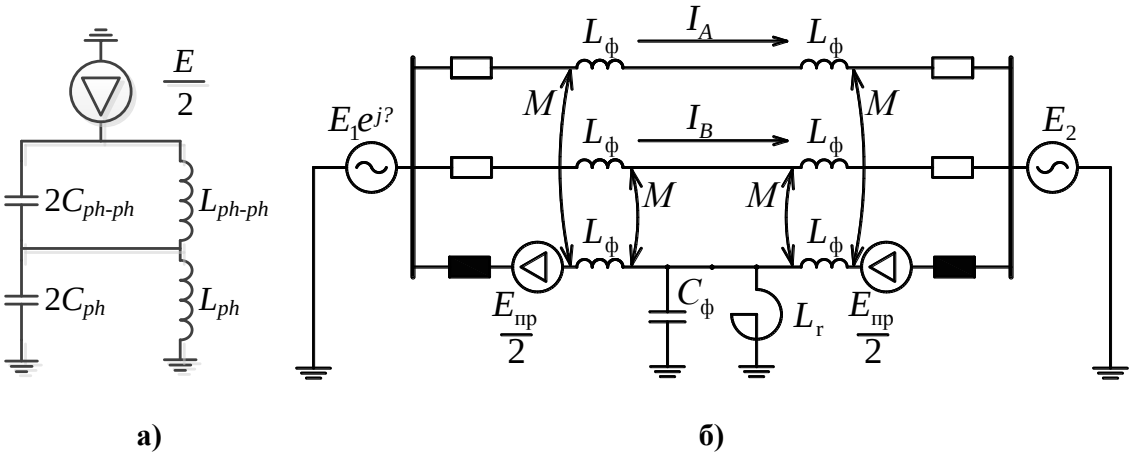


Рис. 1. Простейшие схемы замещения ЛЭП во время бестоковой паузы АОАПВ для расчета электростатического (а) и электромагнитного влияния (б) неповрежденных фаз на поврежденную

Она рассчитывается по формуле:

$$\underline{U}_{\text{эс}} = -\underline{E}^{*}\frac{L_{ph}(2p^2C_{ph-ph}L_{ph-ph}+1)}{p^2(L_{ph-ph}C_{ph}L_{ph}+2L_{ph}C_{ph-ph}L_{ph-ph})+L_{ph-ph}+L_{ph}},$$

где междуфазная и фазная индуктивности в общем случае четырехлучевого реактора определяются как

$$L_{ph-ph}=\frac{L_R}{K_N}(3K_N+1), L_{ph}=L_R(3K_N+1), K_N=L_N/L_R,\ \underline{E}^{*}=0.5E\cos(\frac{\delta}{2})e^{j\frac{\delta}{2}}.$$

L_R и L_N – индуктивности шунтирующего и компенсационного (нейтрального) реакторов, δ – угол передачи мощности на линии.

Электромагнитная компонента восстанавливающегося напряжения на ВЛ с симметричной установкой устройств поперечной компенсации зарядной мощности ВЛ (или при их отсутствии) определяется продольной ЭДС $\underline{U}_{эм}=\underline{E}_{пр}/2$, зависящей от индуктивных параметров ВЛ и угла передачи мощности на линии:

$$\underline{E}_{пр} = 2E\sin(\frac{\delta}{2})M\frac{L-M}{L^2-M^2}e^{j(\frac{\delta+\pi}{2})},$$

где L и M – собственная и взаимная индуктивности ВЛ.

Напряжение в конце линии в режиме горения дуги подпитки приближенно определяется значением продольной ЭДС (т.е. $U_Г \approx E_{ПР}$). На линии без устройств компенсации реактивной мощности напряжение в конце ВЛ с учетом емкостного эффекта линии запишется как:

$$U_г \cong \frac{E_{пр}}{\cos(l_{КЗ}\gamma)},$$

где $l_{КЗ}$ – расстояние до места КЗ, γ – коэффициент распространения линии.

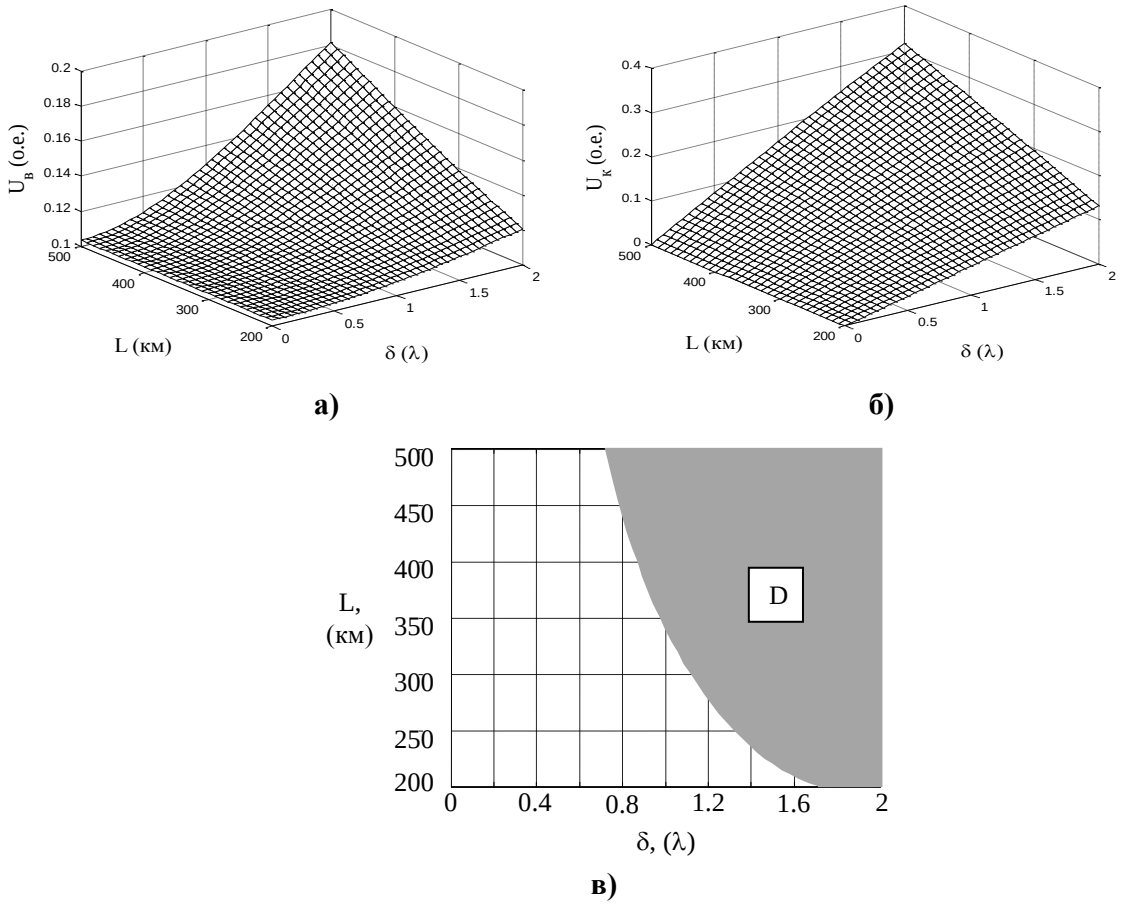


Рис. 2. Напряжение в режиме горения (а) и погасания (б) дуги подпитки и мертвая зона D (в) на ВЛ, не оснащенных ШР (КЗ в конце ВЛ)

Из рис. 2 видно, что существует «мертвая» зона D, где напряжение в режиме горения $U_г(U_к)>U_в$, поэтому эффективность способа АОАПВ низка при больших углах передачи мощности δ.

Существует также способ АОАПВ [2], в котором для установления факта гашения дуги подпитки используют разложение измеренного напряжения на от-

ключенной фазе по амплитудно-частотному спектру в пяти диапазонах. Амплитуды сигналов во всех частотных диапазонах, непрерывно вычисляемые во время бестоковой паузы ОАПВ с помощью оконного/скользящего преобразования Фурье, подают на предварительно обученную искусственную нейронную сеть, которая благодаря математической обработке амплитудо-частотного спектра напряжения распознает факт гашения дуги подпитки и выдает команду, разрешающую повторное включение поврежденной фазы.

Преимуществом такого способа является отсутствие мертвых зон, недостатком – трудоемкость вычисления амплитудного спектра сигнала в пяти частотных диапазонах, а также сложность обучения нейронной сети на обучающей выборке образов амплитудо-частотного спектра, которая должна охватывать все возможные режимы, отличающиеся значением передаваемой мощности по неповрежденным фазам, местом повреждения и т.д.

В связи с вышеотмеченными недостатками ставится задача разработки более простого и менее трудоемкого с точки зрения его реализации способа АОАПВ. Способ реализуется следующим образом. После подачи команды на отключение линейных выключателей поврежденной фазы на ней спустя два периода промышленной частоты посредством электромагнитных измерительных трансформаторов напряжения и аварийных цифровых регистраторов (самописцев) измеряют напряжение ($u_{и}$) в конце линии. По мере поступления измерительных данных в систему АОАПВ на скользящем временном отрезке (во временном окне), равном периоду промышленной частоты, непрерывно вычисляют среднее значение напряжения ($u_{ср}$) на отключённом проводе, а также, амплитуду основной гармонической составляющей промышленной частоты напряжения ($u\sim$). Вычисление напряжений $u\sim$ и $u_{ср}$ выполняют посредством применения прямого дискретного преобразования Фурье. Далее на основе получаемых расчетных данных ($u_{ср}$ и $u\sim$) вычисляют отношение среднего измеренного напряжения к амплитуде основной гармонической составляющей:

$$K = \frac{u_{ср}}{u\sim}.$$

Сигнал $K(kh)$ (где k – номер измерительного отсчета, h – шаг дискретизации по времени) обрабатывают линейным цифровым фильтром нижних частот (ЛЦФНЧ) 1-го…2-го порядка [4] с частотой среза в 3-4 раза меньшей промышленной. В момент времени, когда на выходе ЛЦФНЧ модуль обработанного сигнал $K(kh)$ превысит пороговое значение, т.е. выполнится условие $K^*(kh)>0.5$, отмечают факт гашения дуги подпитки на основе появления постоянной составляющей в напряжении отключенной фазы и фиксируют время $t_{гаш}=(kh)$ После установления факта гашения с временной задержкой $t_{деион}=200$ мс, обеспечивающей надежную деионизацию ствола вторичной дуги, подают команду на повторное включение линейных выключателей отключенной фазы (рис. 3).

Преимущество метода состоит в том, что он не содержит зон нечувствительности, что позволяет более надежно выполнять повторное включение поврежденной фазы. Технический эффект предлагаемого способа адаптивного ОАПВ заключается в реализации простого алгоритма обработки напряжения на отключенной фазе, а следовательно снижение трудоемкости реализации способа в устройстве и повышение его надежности.

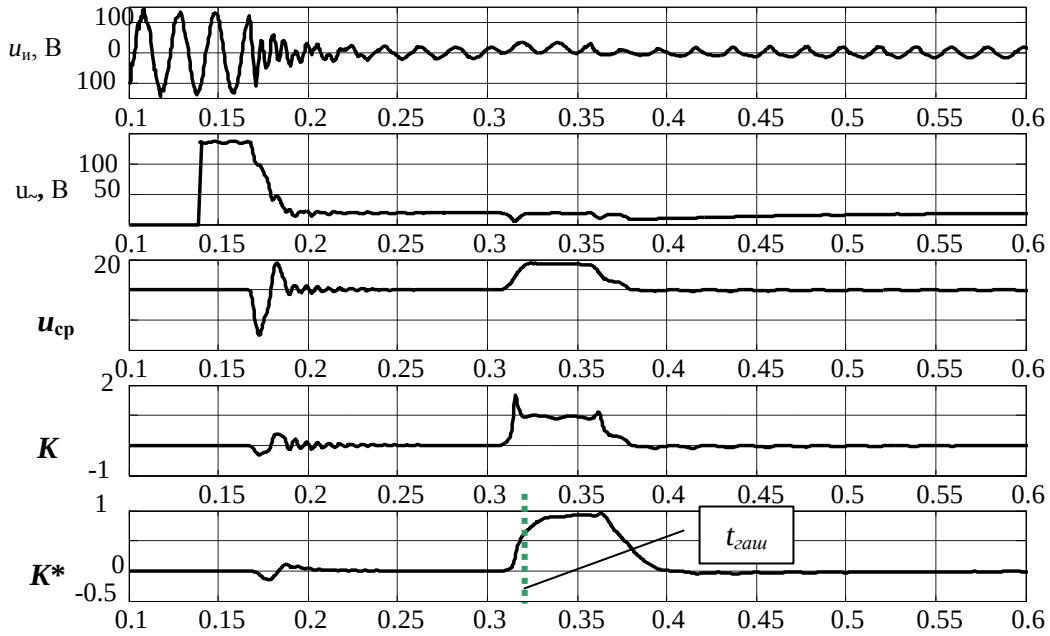


Рис. 3. Осциллограммы, поясняющие алгоритм предлагаемого способа АОАПВ

К недостаткам данного метода можно отнести ограниченность применения – только на ВЛ, оснащенных со стороны установки устройства АОАПВ электромагнитными трансформаторами напряжения. Оценка возможности работы этого способа на ВЛ с емкостными трансформаторами напряжения является целью дальнейших исследований.

Литература

1. Процессы при однофазном автоматическом повторном включении линий высоких напряжений. Под ред. М.Л. Левинштейна. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 257 с.
2. D.S Fitton, R.W. Dunn, R. W. Aggarwal. Design and implementation of an adapative single pole autoreclosure technique for transmission lines using artificial neural networks. Transactions on Power Delivery, Vol. 11, № 2, April 1996. – pp.748-756.
3. Сергиенко А.Б. Цифровая обработка сигналов. 2-е изд. – Спб: Питер, 2006. – 608 с.
4. Крылов В.В., Корсаков С.Я. Основы теории цепей для системотехников: Учебное пособие для ВУЗов. – М.: Высшая шк., 1990. – 224 с.

УДК 621.311:621.317

ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ПОВЕДЕНИЯ ДИСКРЕТНЫХ ВХОДОВ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ УСТРОЙСТВ РЗА ОТ ПРОЦЕССОВ В СЕТЯХ ОПЕРАТИВНОГО ПОСТОЯННОГО ТОКА С ТРАДИЦИОННОЙ СХЕМОЙ КОНТРОЛЯ ИЗОЛЯЦИИ

И.А. Кошельков, Ю.Н. Алимов
ООО НПП «ЭКРА», г. Чебоксары

Надежность работы основного оборудования электрических станций и подстанций во многом зависит от источников и сети оперативного постоянного тока [1].

Согласно пунктам 2.6.16 и 2.10.20 Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПУЭ), сопротивление изоляции цепей питания напряжением 220 В должно быть не ниже 10 МОм. При этом шины постоянного тока должны быть снабжены устройством для постоянного контроля изоляции, позволяющим оценивать значение сопротивления изоляции и действующим на сигнал при снижении сопротивления изоляции одного из полюсов до 20 кОм.

Снижение сопротивления изоляции или замыкание на "землю" одного полюса в сетях оперативного постоянного тока (СОПТ) может привести к ложной работе устройств защиты и автоматики и увеличивает вероятность возникновения короткого замыкания [2].

Для контроля изоляции цепей постоянного тока на многих объектах до настоящего времени применяется традиционная (мостовая) схема с делителем и реле напряжения. Такая схема позволяет уменьшить влияние сопротивления изоляции на величину перекоса напряжений между полюсами аккумуляторной батареи и «землей» [3].

На рис. 1 представлена схема замещения СОПТ, где *SF* – вводной автомат, $R_{дел+}$, $R_{дел-}$ – сопротивления выравнивающих резисторов традиционной схемы контроля сопротивления изоляции, $R_{изол+}$, $R_{изол-}$ – сопротивление изоляции полюсов относительно «земли», C_+, C_- – емкости положительного и отрицательного полюса СОПТ, $R_{входа}$ – сопротивление дискретного входа (ДВ) микропроцессорного устройства (МП) РЗА, УК – управляющий контакт, обеспечивающий воздействие на ДВ МП РЗА, КЗ – точка пробоя изоляции на «землю», *l*1 – длина кабеля от источника напряжения до УК, *l*2 – длина кабеля от УК до ДВ устройства МП РЗА.

Для анализа характера поведения напряжений полюсов СОПТ, на основе схемы замещения, в графической среде *Simulink* пакета программ *Matlab* была создана математическая модель. Исследовалось влияние сопротивления резисторов, выполняющих функцию выравнивания на величину перекоса напряжений полюсов СОПТ и характеристики ДВ МП РЗА.

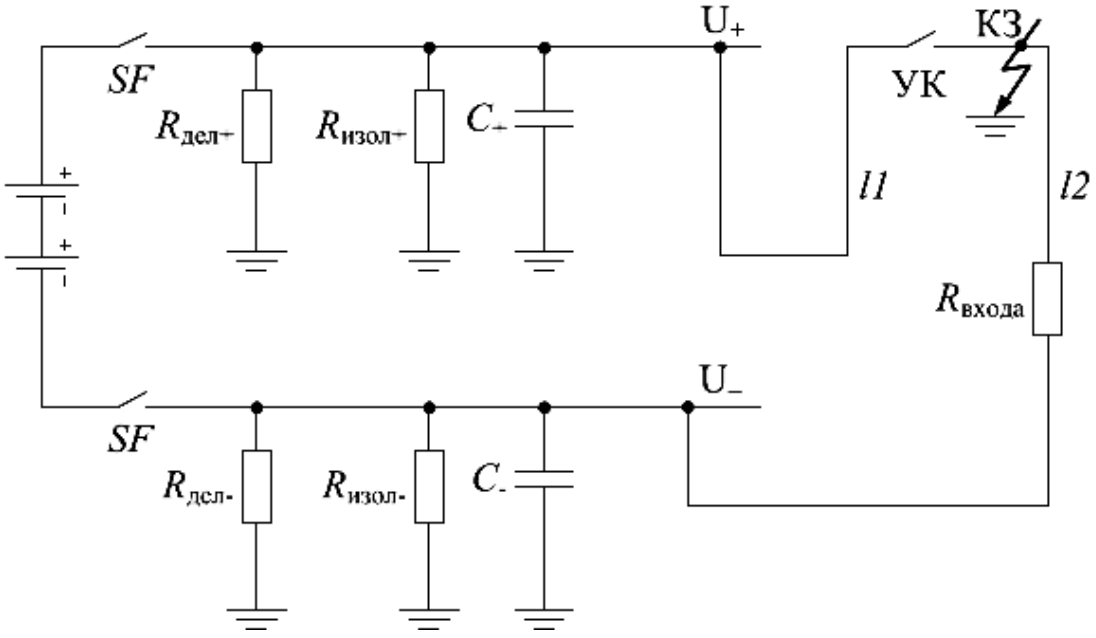


Рис. 1. Схема замещения СОПТ

На рис. 2 приведены графики зависимости разности напряжений на полюсах ($\Delta U=|U_+-U_-|$) от отношения сопротивлений изоляции полюсов в случае, когда происходит несимметричное снижение сопротивления изоляции одного из них ($R_{изол+}$, $R_{изол-}$). Показаны пять случаев при различных сопротивлениях выравнивающих резисторов, и вариант при полном отсутствии $R_{дел}$. Из графиков очевидно, что при увеличении сопротивления выравнивающих резисторов, при прочих равных условиях, перекос напряжений увеличивается, а при отсутствии $R_{дел}$ выравнивание перекоса отсутствует совсем.

Значение 500 о.е. по оси абсцисс соответствует $R_{изол}$=20 кОм, это значение, при котором устройство контроля изоляции должно действовать на сигнал, согласно ПУЭ. Легко заметить, что при сопротивлении выравнивающих резисторов равном 200 кОм и 360 кОм, или при полном их отсутствии, при снижении сопротивления изоляции полюса до 20 кОм, напряжение на противоположном полюсе превышает величину напряжения 158-170 В, которая является рекомендованной величиной срабатывания дискретного входа устройства МП РЗА [4].

Значение отношений сопротивлений ($R_{изол+}$/ $R_{изол-}$) 100 о.е. соответствует сопротивлению изоляции одного из полюсов равному 100 кОм, эта величина является типовой уставкой срабатывания сигнальной ступени для многих современных устройств контроля изоляции. Видно, что перекосы напряжений полюсов СОПТ, при таком уровне сопротивления изоляции, не превышают 50 В.

Для уменьшения величины перекоса напряжений полюсов и, как следствие, уменьшения длительности времени сработанного состояния ДВ, в мостовой схеме контроля сопротивления изоляции СОПТ целесообразно использовать резисторы, выполняющие функцию выравнивания напряжения полюсов относительно земли наименьшего, допустимого по условия эксплуатации, номинала. При отказе от мостовой схемы, напряжения на полюсах СОПТ, возникающие вследствие перекоса, могут достигать величин, превышающих напряжения срабатывания ДВ [4].

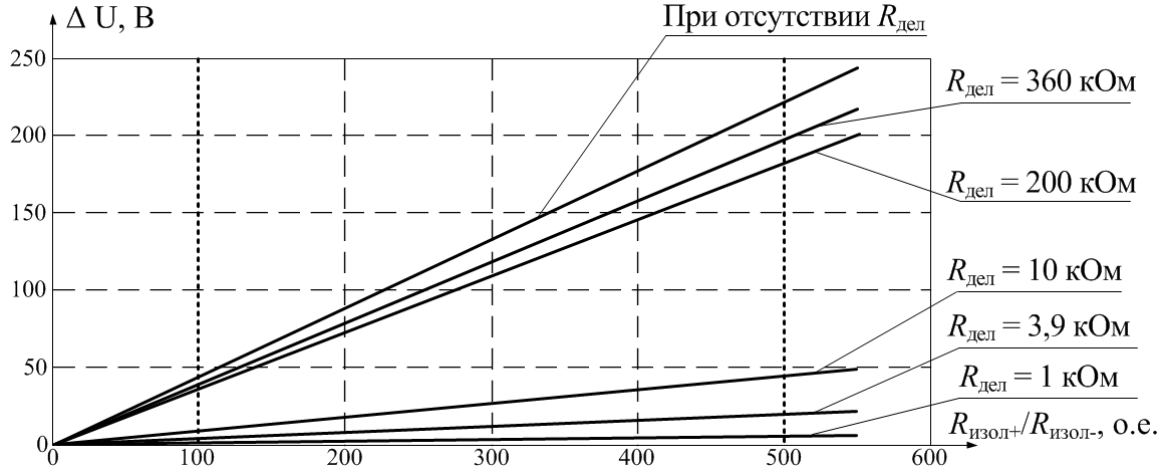


Рис. 2. Зависимость разности напряжений на полюсах от отношения сопротивлений изоляции полюсов

Емкость сети напрямую зависит от длины кабелей (*l*1, *l*2 на рис.1). В соответствии с [4], емкость кабеля ($C_{уд}$) принимаем равной 0,3 мкФ/км. При расстоянии, от аккумуляторной батареи до УК, равном 1,5 км получаем длину кабеля, равную 3 км.

Емкость кабеля в таком случае составит почти 0,9 мкФ и это для одного кабеля, которых фактически намного больше. Для упрощения анализа рассмотрим емкости сети равные 4; 8; 12; 16 и 20 мкФ.

Для выявления зависимости срабатывания ДВ входа от емкости сети, рассмотрим случай пробоя изоляции положительного полюса на землю при наличии предшествующего перекоса напряжения. Сопротивление ДВ устройства примем равным $R_{\text{входа}}$ = 50 кОм, сопротивление выравнивающих резисторов $R_{\text{дел+}} = R_{\text{дел-}}$ =200 кОм, сопротивление изоляции отрицательного полюса $R_{\text{изол+}}$ = 20 кОм. Считаем, что сопротивление изоляции положительного полюса при этом не менее 10 МОм. На рис. 3 представлены кривые изменения напряжения на ДВ при различной емкости сети, после пробоя изоляции положительного полюса на «землю» в точке КЗ (рис.1).

Минимальное напряжение срабатывания ДВ, при применении традиционной схемы контроля сопротивления изоляции, выбирается таким образом, чтобы обеспечивалось несрабатывание ДВ при снижении напряжения на нем примерно в два раза. Это положение было принято в отечественной практике более 40 лет назад. Отсюда, с учетом требований функционирования при наличии пульсаций:

$$U_{\text{ср.мин.}} \geq \frac{1{,}1 \cdot U_{\text{ном}} + 0{,}075 \cdot U_{\text{ном}}}{2} = \frac{1{,}1 \cdot 220 + 0{,}075 \cdot 220}{2} = 130\ \text{В}$$

Согласно [4] напряжение срабатывания ДВ должны быть в диапазоне от 158 до 170 В, а напряжение возврата – от 132 до 154 [3]. Результаты работы ДВ при напряжении срабатывания 170 В и напряжениях возврата 154 В и 168,3 В (что соответствует коэффициенту возврата $K_{\text{возврата}}$ = 0,99) приведены в табл. 1.

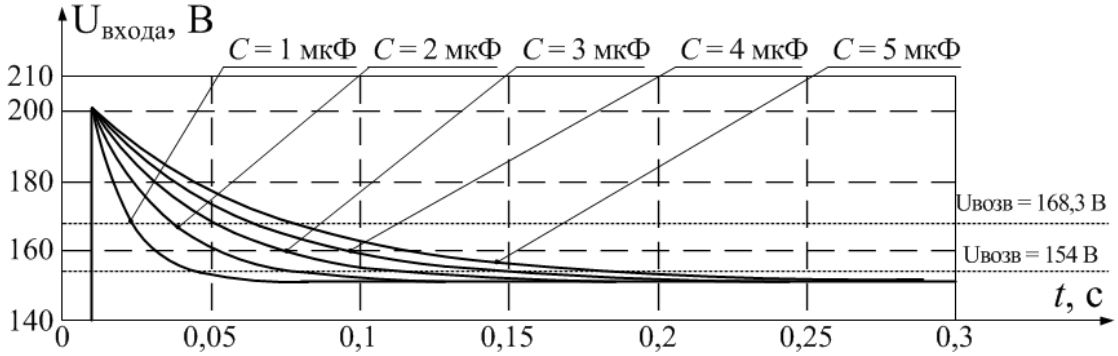


Рис. 3. Напряжение на дискретном входе при пробое изоляции

Таблица 1

Длительность сработанного состояния ДВ при пробое изоляции, мс

$t_{\text{задержки}}$, мс	0		5		10		20	
$U_{\text{возврата}}$, В / C, мкФ	154	168,3	154	168,3	154	168,3	154	168,3
1	41	14	36	9	31	4	21	0
2	71	27	66	22	61	17	51	7
3	121	42	116	37	111	32	101	22
4	153	56	148	51	143	46	133	36
5	194	70	189	65	184	60	174	50

Как видно из результатов, представленных в табл. 1, даже при небольшой емкости сети и использовании выдержек времени на срабатывание ДВ, при напряжении возврата на уровне 154 В, длительность сработанного состояния ДВ превышает 20 мс [4]. Если напряжение возврата ДВ будет ниже 151 В, то в приведённом примере вход останется в сработанном состоянии.

Очевидно, что применение ДВ с коэффициентом возврата близкого к единице ($K_{возврата} \rightarrow 1$), предпочтительнее, чем ДВ с напряжением возврата в диапазоне от 132 до 154 В при уровне срабатывания в диапазоне напряжений от 158 до 170 В.

Литература

1. Кушнарев Ф.А., Засыпкин А.С., Белохвастов В.А. Повышение надежности системы оперативного постоянного тока электростанций и подстанций средствами управления // Электрические станции. – 1994. – №4. – С. 45-47.
2. Галкин И.А., Шаварин Н.И., Быков К.В., Турханов К.В. Опыт использования систем контроля изоляции в системах оперативного постоянного тока // Энергослужба предприятия. – 2007. – № 3. – С. 4-6.
3. Электротехнический справочник Т.3 / Производство, передача и распределение электрической энергии; под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). – 8-е изд., испр. И доп. – М.: Издательство МЭИ, 2002. – 964 с.
4. СТО 56947007-29.120.40.102-2011 / Методические указания по инженерным расчетам в системах оперативного постоянного тока для предотвращения неправильной работы дискретных входов микропроцессорных устройств релейной защиты и автоматики, при замыканиях на землю в цепях оперативного постоянного тока подстанций ЕНЭС; ОАО «ФСК ЕЭС». 2011

УДК621.316.925.1

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ ФАЗОВОЙ СЕЛЕКЦИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ СТАТИСТИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

А.Л. Куликов, А.Н. Клюкин
Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

Для магистральных электрических сетей 500-750 кВ автоматика управления выключателем выполняется пофазно и для успешного отключения КЗ с последующим действием однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) достаточно идентифицировать поврежденную фазу для выдачи управляющих воздействий. Однако, при определении поврежденных фаз, например фазы В при КЗ в фазах АВ и ВС, могут возникнуть значительные затруднения в случаях равенства контролируемых параметров в измерительных органах(ИО) релейной защиты (РЗ) для различных условий возникновения аварийного процесса, например, переходного сопротивления. В таких случаях применение традиционных алгоритмов фазовой селекции будет приводить к ложным действиям РЗ, что может вызвать негативные экономические последствия. Таким образом, важной задачей является создание и применение новых алгоритмов фазовой селекции с более высокой технической эффективностью: селективностью и чувствительностью.

Помимо традиционных способов фазовой селекции [1] известны и другие альтернативные подходы разделения режимов [2,3]. Однако применение в логиче-

ских органах (ЛО) операций бинарной алгебры логики не всегда позволяют синтезировать алгоритмы с требуемой чувствительностью и селективностью, на что указывали сами авторы (наличие области не распознаваемости) [2]. Применение наиболее информативных признаков в 2х и 3х- мерном пространстве с последующим построением разделяющей гиперплоскости [3] возможно лишь при условии отсутствия пересечения множеств – значений контролируемых параметров, что не всегда бывает достижимым.

Для синтеза новых алгоритмов фазовой селекции воспользуемся средствами имитационного моделирования и методом статистических испытаний. В предположении, что применяемые математические модели, а также задаваемые в них параметры адекватно описывают реальные физические процессы можно принять, что выходные значения контролируемых параметров, например

$$\vec{\xi} = \left[I \quad I_1 \quad I_2 \quad 3I_0 \quad I' \quad I'' \right],$$

где I – амплитуда тока основной частоты; $I_1, I_2, 3I_0$ – амплитуды токов прямой, обратной и нулевой последовательностей соответственно; I', I'' – первая и вторая производные амплитуды тока основной частоты, соответствуют реальным значениям с некоторой степенью точности $\vec{\varepsilon}$. Тогда при проведении необходимого числа испытаний [4] можно построить гистограммы случайных величин, контролируемых параметров, для различных анализируемых режимов – рабочих и аварийных, определить характеристики сдвига, масштаба, а также законы распределения. Полученные априорные данные могут быть использованы при синтезе новых алгоритмов, например с применением Байесовской функции ошибок [5].

При нормальном законе распределений контролируемых параметров [6] результирующая статистика имеет вид

$$l(\vec{\xi}) = \vec{\xi} \cdot A_1 \cdot \vec{\xi} + \vec{\xi} \cdot A_2 + A_3 ,$$

где A_1, A_2, A_3 – постоянные матрицы коэффициентов.

Оценку эффективности предложенного алгоритма для фазовой селекции рассмотрим на примере ВЛ 500кВ с двухсторонним питанием (рис. 1). Параметры систем по концам ВЛ приведены в табл. 1. Линия 500кВ длиной $l_w = 278{,}6$ км имеет следующие параметры

$$\begin{pmatrix} R_1 & R_0 \\ L_1 & L_0 \\ C_1 & C_0 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0{,}019 \div 0{,}028 & 0{,}22 \div 0{,}33 \\ 0{,}97 \div 1{,}04 & 3{,}15 \div 3{,}45 \\ 10 \div 13 & 7{,}8 \div 8{,}5 \end{pmatrix} \begin{matrix} \text{Ом/км} \\ \text{мГн/км} \\ \text{нФ/км} \end{matrix}.$$

Таблица 1

Параметры участка сети 500кВ

	$U/U_{ном}$	Фаза, 0	f, Гц	$Z1$, Ом	$\angle Z1$, 0	$Z0/Z1$
С1	0,94÷1,05	-60÷60	49,6÷50,4	29,02÷161,72	70÷90	0,4÷3
С2				25,17÷110,39		0,5÷3

При этом ставится задача идентификации повреждения фазы В при $k_{AB}^{(1,1)}$ через $R_f = 100$ Ом и $k_{BC}^{(1,1)}$ через $R_f = 1000$ Ом.

Проводя результаты моделирования можно сказать, что по всем контролируемым параметрам имеется область пересеченийи селективное действие в такой ситуации невозможно.

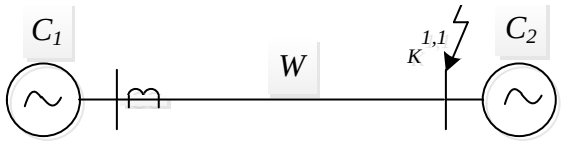


Рис. 1. Участок сети 500кВ

При применении предлагаемого способа для тех же контролируемых параметров распределение результирующей статистики (рис. 2), уравнение которой имеет вид:

$$l(\vec{\xi}) = 0{,}0399I^2 + 0{,}0057I_1^2 + 0{,}0055I_2^2 + 0{,}0102 \cdot 3I_0^2 + 0{,}0537I'^2 +$$
$$+ 0{,}1359d^2I^2 + 8{,}4392I + 4{,}0392I_1 + 1{,}2747I_2 + 3{,}2479 \cdot 3I_0 + 5{,}9795I' +$$
$$+ 0{,}7043I'' + 0{,}0248I \cdot I_1 + 0{,}0232I \cdot I_2 + 0{,}0027I \cdot 3I_0 + 0{,}0191I \cdot I' +$$
$$+ 0{,}0468I \cdot I'' + 0{,}0034I_1I_2 + 0{,}0045I_1 3I_0 + 0{,}0066I_1I' + 0{,}0122I_1I'' +$$
$$0{,}0041I_2 3I_0 + 0{,}0076I_2I' + 0{,}0139I_2I'' + 0{,}0198 \cdot 3I_0I' + 0{,}0055 \cdot 3I_0I'' +$$
$$0{,}0337I'I'' + 362{,}0463,$$

не имеет совместных значений. Таким образом, возможно разделение аварийных режимов и, соответственно, правильное функционирование (рис. 3) РЗ, что подтверждается результатами испытаний по осциллограммам аварийных режимов.

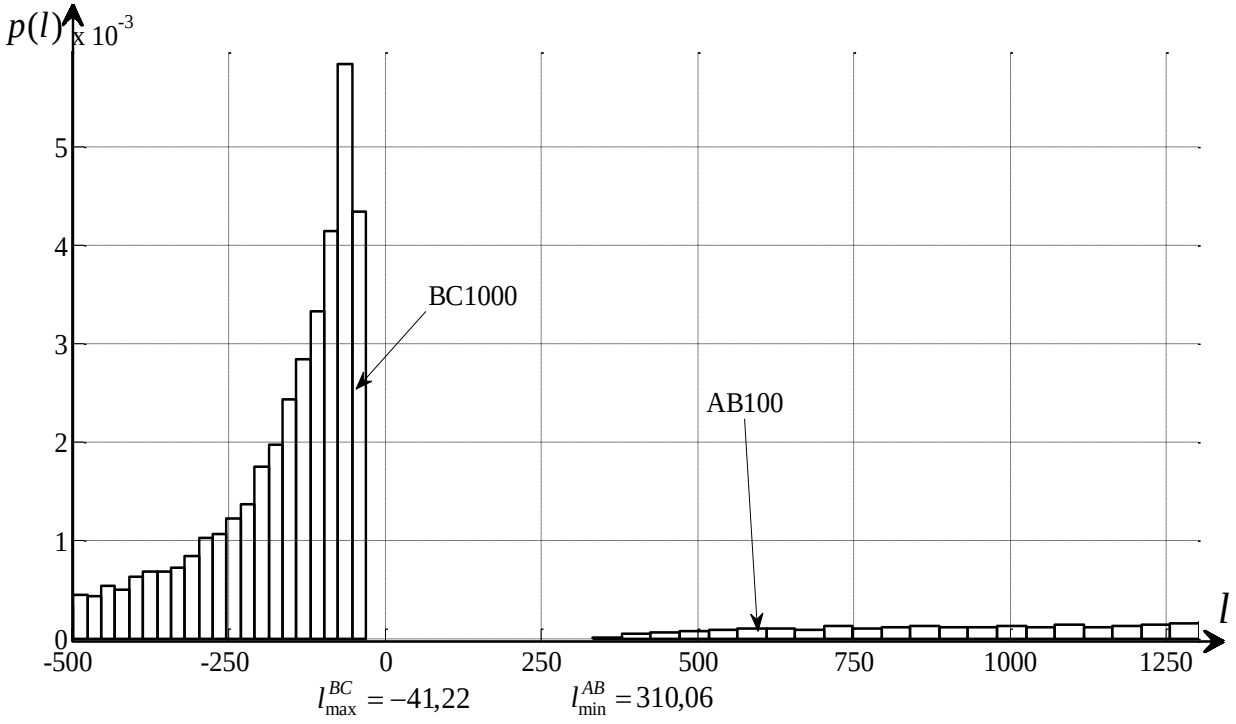


Рис. 2. Распределение результирующей статистики

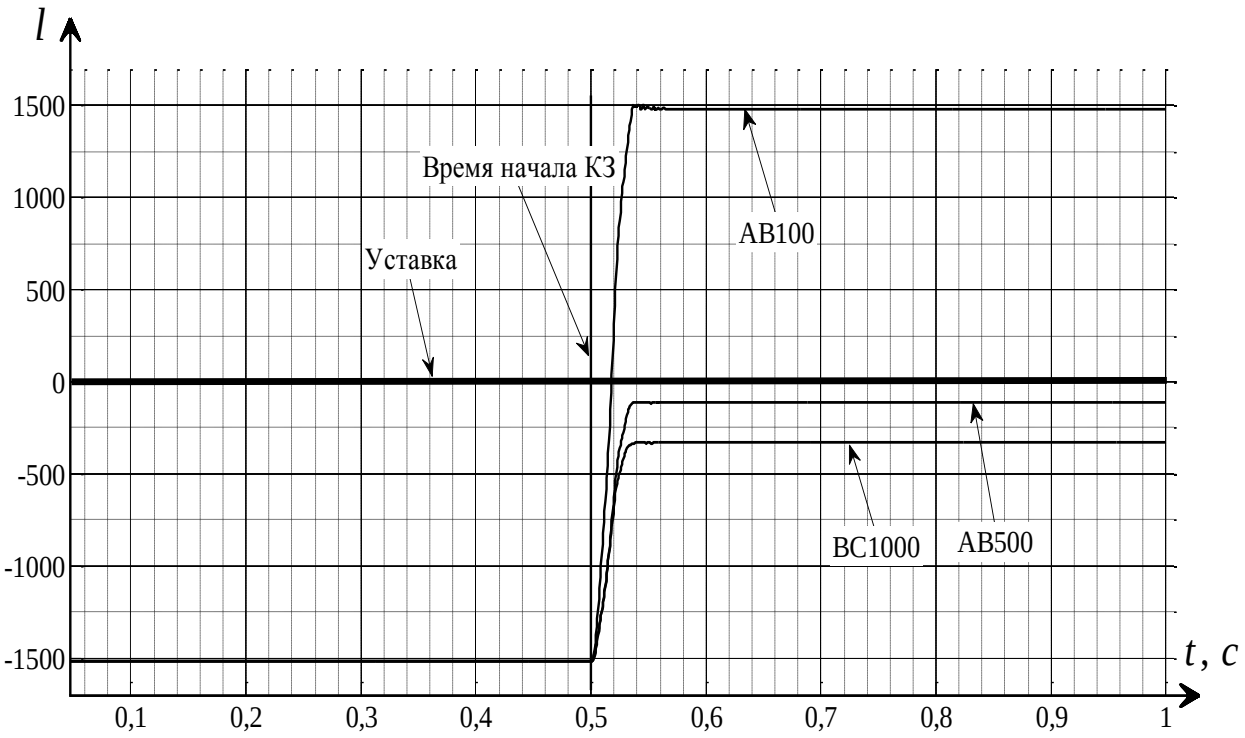


Рис. 3. Проверка работы алгоритма по осциллограмме

Таким образом, получен подход, позволяющий выполнить переход от нескольких пересекающихся распределений к одной статистике с разделяющимися областями параметров, что позволяет выполнять алгоритмы фазовой селекции с необходимой чувствительностью и селективностью.

Выводы.

Применение статистического подхода позволяет синтезировать алгоритмы фазовой селекции и устройств релейной защиты с требуемой чувствительностью и селективностью.

Использование приведенного принципа возможно распространить и на другие типы защит.

Литература

1. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1992. – 526 с.
2. Пат. 2 444 829 РФ, МПК H02H 6/00, H02H 3/16, H02H 3/40, G01R 31/08. Способ распознавания сложного повреждения электрической системы / Ю.Я. Лямец, С.В. Иванов, Ю.В. Романов, М.В. Мартынов; заявитель и патентообладатель ООО «ИЦ «Бреслер». – № 2010137755/07; заявл. 10.09.2010; опубл. 10.03.2012, Бюл. № 7. – 11 с.: ил.
3. Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. – М.: Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.
4. Клюкин А.Н. Об объеме выборки при статистичском имитацинном моделировании токовой релейной защиты / А.Л. Куликов, А.Н. Клюкин // Материалы XXIX регион. науч.-техн. конф. «Актуальные проблемы электроэнергетики». – Н.Новгород: НГТУ, 2010. – С. 110-114.
5. Статистические методы повышения эффективности средств релейной защиты [Электронный ресурс] / А.Л. Куликов, А.Н. Клюкин // Материалы 3-ей межд. науч.-техн. конф. «Совре-

менные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – СПб., 2011. – 1 электрон. опт. диск (CD-ROM). – ISBN 978-5-9903581-2-6.

6. Кутыркин А.В. Алгоритм распознавания аварийных ситуаций в автономных электроэнергетических системах // Электричество. – 1971. – №4. – С. 29-34.

УДК 621.313-57

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОРГАНА НАПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТИ С ОДНИМ, ТОКОВЫМ, ВХОДНЫМ СИГНАЛОМ

И.И. Крайцер, К.И. Никитин
Омский государственный технический университет

Для селективного действия токовых защит линий электропередачи (ЛЭП) с двухсторонним питанием или кольцевых ЛЭП используют реле направления мощности (РНМ), которое подключается к измерительным трансформаторам тока и напряжения. При протекании мощности от шин в линию РНМ разрешает защите отключать повреждение выключателем, а при протекании мощности из линии к шинам РНМ запрещает защите действовать при КЗ в точке находящейся "за спиной" защиты, блокируя её. Использование нескольких входных цепей понижает надежность защиты, а также, когда много устройств подключается к трансформатору напряжения, то он перегружается, могут сработать его защиты и отключить вторичные цепи напряжения, а также он выходит из допустимой точности работы. Для исключения этих недостатков предлагается использовать РНМ с одной токовой входной величиной. Для повышения быстроты срабатывания защиты и простоты изготовления целесообразно реализовать устройство релейной защиты на базе микроконтроллера. Подробно устройство органа направления мощности с одним токовым входным сигналом рассмотрено в [1].

Алгоритм работы основан на том, что электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах протекают (в течение 1 ...2 периодов промышленной частоты) значительно быстрее, чем электромеханические переходные процессы (в течение 5...20 периодов промышленной частоты и более). Суть алгоритма заключается в том, что сформированный опорный сигнал определяют путем запоминания продолжительности предыдущего периода тока, а приращение по углу в виде временного эквивалента определяют как разницу между сформированным опорным сигналом и продолжительностью текущего периода тока.

Моделирование работы данного алгоритма проверялась в среде Multisim версии 10. На рис. 1 представлена схема, которая была смоделирована. Устройство защиты было представлено в виде эмуляции работы алгоритма в микроконтроллере AVR, виртуальная модель которого имеется в программном пакете Multisim. Алгоритм был реализован на языке AVR Assambler. В ходе моделирование было смоделировано два варианта работы устройства релейной защиты: когда КЗ за спиной защиты и когда КЗ в зоне действия защиты. Первый режим, когда КЗ происходит за спиной защиты, характеризуется существенным сдвигом фазы и повышением амплитуды. Выявление данного режима осуществляется путём непрерывного измерения напряжения и отслеживание фазы и амплитуды тока.

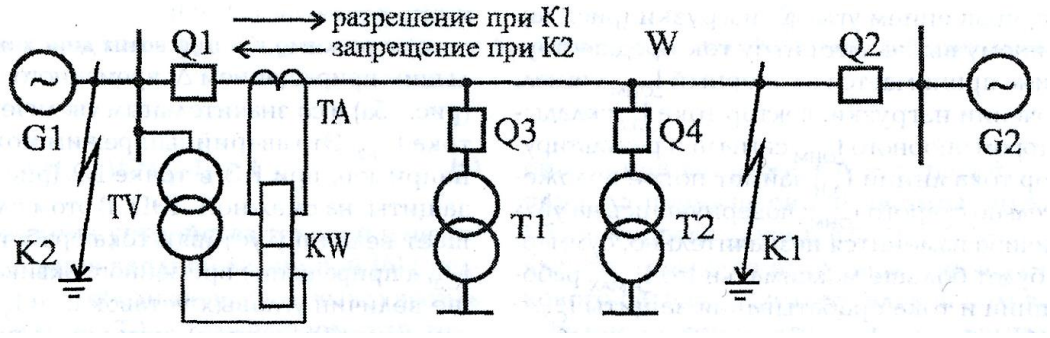


Рис. 1. Модель линии электропередач с двухсторонним питанием

В результате моделирования первого режима КЗ была получена осциллограмма, представленная на рис. 2.

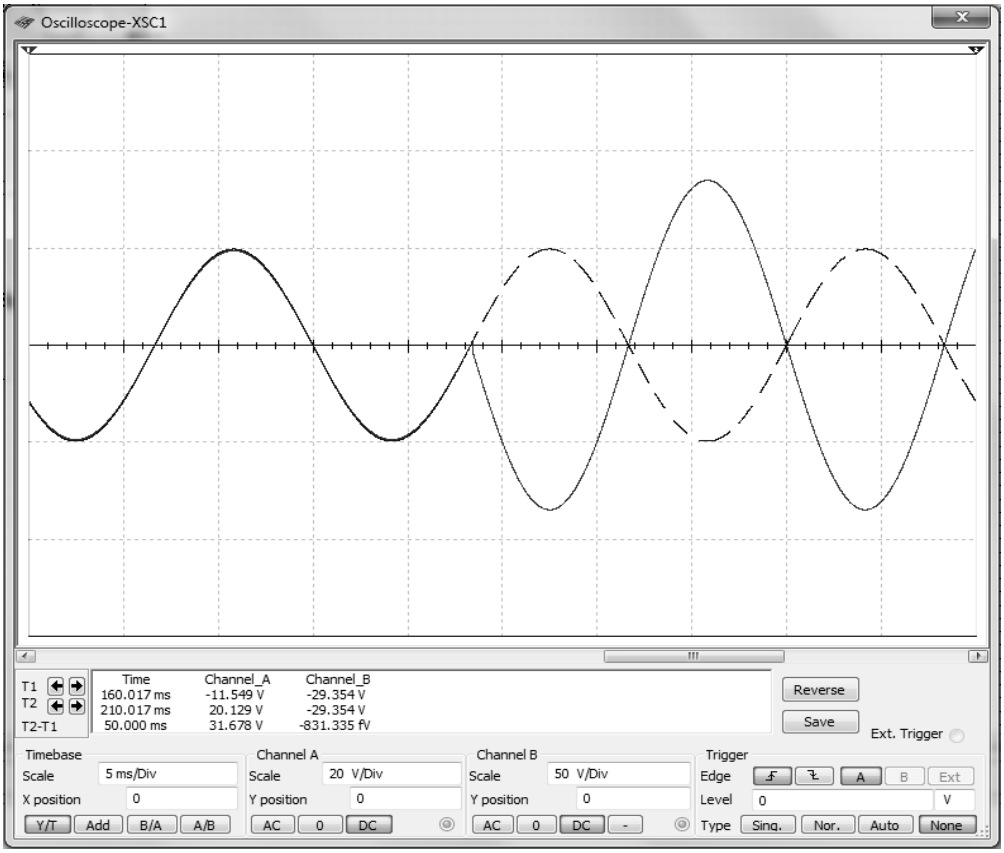


Рис. 2. Осциллограмма тока при КЗ за спиной защиты

На осциллограмме видно, как происходит изменение фазы тока при КЗ. Пунктирной линей показано состояние без КЗ. Как и предполагалось, защита не сработала.

На рис. 3 показана осциллограмма, полученная при моделировании КЗ в зоне действия защиты. При возникновении КЗ в зоне действия защиты происходит увеличение амплитуды тока и небольшой сдвиг фазы. В данном случае устройство защиты сработало. На рис. 3 вертикальной линии показано когда сработала защита.

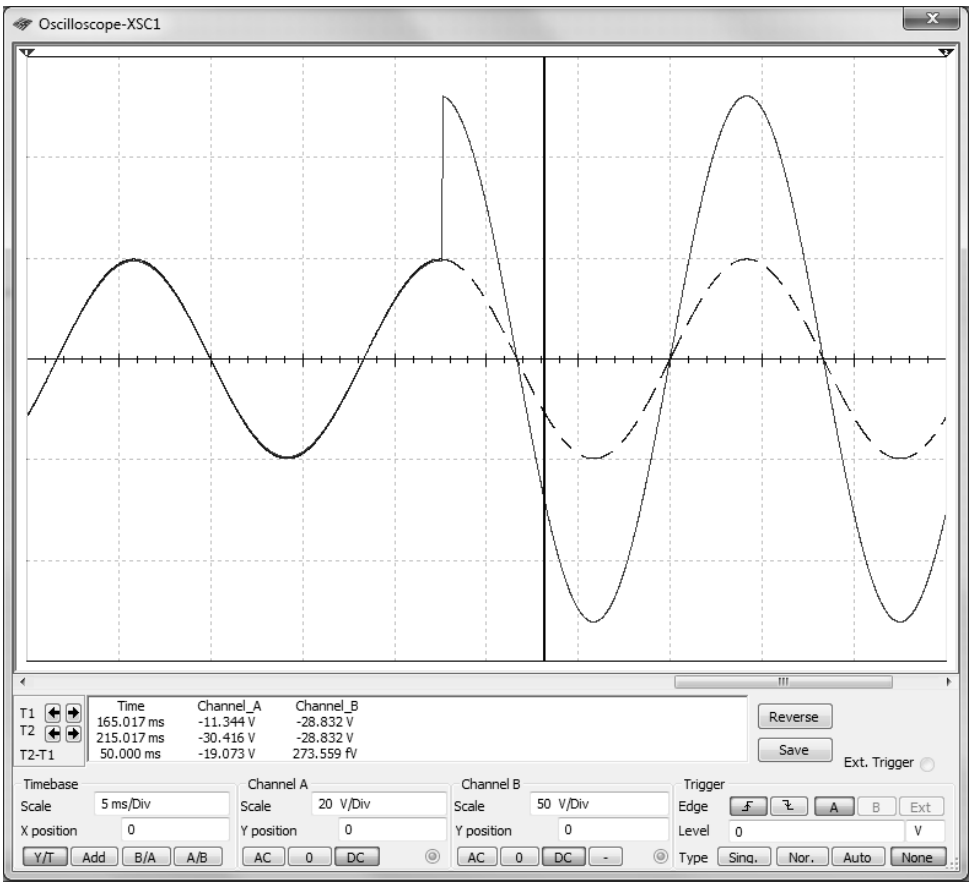


Рис. 3. Осциллограмма тока при КЗ в зоне действия защиты

В ходе моделирования установлено, что ОНМ и токовые защиты, построенные на предлагаемом принципе, реагируют на КЗ в зоне действия защиты, не срабатывают при КЗ вне зоны действия защиты.

Литература

1. Никитин К.И. Бигун А.Я. Христич Д.Е. Современные технологии в энергетике: межвузовский тематический сборник научных трудов. – Омск: Изд-во ОмГТУ, 2012. – С. 333-337.
2. Пат. 2244994 Российская Федерация, МПК7 H02H3/38. Способ определения направления мощности токовых защит / К.И. Никитин; заявитель и патентообладатель Омский государственный технический университет. – №2003120761/09; заявл. 07.07.2003; опубл. 20.01.2005, Бюл. №2.
3. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учеб. для вузов. – М.: Энергия, 1970. – 520 с.

УДК 621.314

РАЗРАБОТКА ЦИФРОВЫХ ФИЛЬТРОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИГНАЛОВ В УСЛОВИЯХ ИЗМЕНЕНИЯ ЧАСТОТЫ

А.Л. Куликов, В.А. Фальшина
Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева

В объединённой энергосистеме России принята частота электрического тока 50 Гц (промышленная частота). Такой величины добиваются только при строгом балансе активной мощностей в энергосистеме.

Требования к значению частоты в энергосистеме достаточно строгие. Согласно [1] для показателя отклонения частоты установлены: нормально допустимые и предельно допустимые значения отклонения частоты, равные +/– 0,2 и +/– 0,4 Гц, соответственно. Системный оператор ЕЭС вводит еще более жёсткие ограничения на величину отклонения основной частоты в нормальном режиме, нормальное значение частоты электрического тока в ЕЭС России составляет 50,00±0,05 Гц [2].

Однако в аварийных режимах, особенно, при разделении электрической сети на части, в обоих или одном энергорайоне возможно кратковременное нарушение баланса по активной мощности. Это может привести к значительному отклонению частоты от номинального значения. Характерность резких и существенных изменений частоты в течение короткого времени особенно возрастает при использовании асинхронных генераторов в ветровой энергетики [3].

Как правило, алгоритмы цифровой фильтрации синтезируются при условии, что промышленная частота (f=50 Гц) остается неизменной. При отклонении частоты традиционные алгоритмы цифровой фильтрации сигналов токов и напряжений обладают неприемлемыми ошибками.

Известны два способа устранения ошибок традиционных алгоритмов при отклонении частоты. Причем для обоих методов необходимо первоначально вычислять реальную частоту в системе.

1 способ. Путем введения переменного окна данных M, а само дискретное преобразование Фурье (ДПФ) принимает вид [4]

$$y_n = \frac{2}{M}\sum_{i=n-(M-1)}^{n} x_i \cdot \cos(\frac{2\pi i}{M});\ y_{\perp n} = -\frac{2}{M}\sum_{i=n-(M-1)}^{n} x_i \cdot \sin(\frac{2\pi i}{M}), \qquad (1)$$

где x_i – действительные входные отчеты сигнала промышленной частоты; i, n – номер отчета. M – число выборок в окне данных алгоритма, рассчитывается с учетом предварительного определения фактической частоты $f_ф$ электрического сигнала (пример расчета смотреть ниже); y_n и $y_{\perp n}$ – ортогональные составляющие.

Однако алгоритм (1) не учитывает случай, когда отношение между реальной промышленной частотой $f_ф$ и частотой дискретизации $f_д$ не является целым числом: $L=S+\delta=f_д/f_ф$, где $0<\delta<1$, S – ближайшее меньшее целое число к L; M – целая часть числа L. Естественно такое допущение приводит к погрешностям. Ошибки тем выше, чем меньше $f_д$.

На основе (1) ранее авторами был получен упрощенный алгоритм [5], требующий практически в 2 раза меньше вычислительных затрат без ухудшения точности определения параметров электрического сигнала.

2 способ. В [6] предлагается так называемое модифицированное ДПФ:

$$\bar{y}_{ДПФn} = \frac{1}{T}\left[\frac{\Delta t}{2}\left(x_n + x_{n-S}\cdot e^{-jQ\cdot S} + 2\sum_{i=n-(S-1)}^{n-1} x_i \cdot e^{-jQ\cdot i}\right) - \right.$$
$$\left. - \Delta t^2/12\left(x_{n-S}\cdot e^{-jQ\cdot S} - x_{n-(S-1)}\cdot e^{-jQ\cdot(S-1)} + x_{n-1}\cdot e^{-jQ} - x_n\right)\right] = O_n - P_n, \qquad (2)$$

где $T=L\,\Delta t$ – период основной частоты электрического сигнала; Δt – интервал дискретизации; $Q=2\pi/L$.

Алгоритм нельзя в полной мере считать полученным на основе ДПФ. Он синтезирован на основе численных методов решения определенных интегралов – метода трапеций. Второе слагаемое P_n в выражении (2) в соответствии с методом трапеций [7] является главным элементом коррекции погрешности формулы трапеций. Однако, если для решения определенных интегралов добавление P_n является эффективным методом уточнения, то для целей цифровой обработки сигналов (ЦОС) было установлено, что P_n практически не дает уточнения конечному результату ЦОС. Следовательно, использование слагаемого P_n в (2) является избыточным, не эффективным и лишь усложняет в целом алгоритм.

В работе [6] для уточнения выражения (2) при реальных пределах интегрирования [0;L] вводят дополнительную коррекцию вида

$$\overline{K}_n = \delta/(2L)\left[\left(x_n + \left(x_{n-(S+1)} - x_{n-S}\right)\delta\right)\cdot e^{-jQ\cdot L} + x_{n-S}\right], \tag{3}$$

а окончательное выражение цифровой фильтрации с учетом дробного окна данных L имеет вид

$$\overline{y}_{L\text{ДПФ}_n} = \overline{y}_{\text{ДПФ}_n} + \overline{K}_n. \tag{4}$$

Проведенные исследования показали, что алгоритмы (1) и (4) не являются единственными. Были рассмотрены различные сочетания этих алгоритмов (всего 27 вариантов). Например, при подстановке в алгоритм (4) вместо значения S величину M [O_n в (2) – комплексная форма записи (5)]

$$\begin{aligned} y_{\perp n} &= \frac{1}{L}\left[x_n + x_{n-M}\cos\left(\frac{2\pi}{L}M\right) + 2\sum_{i=n-(M-1)}^{n} x_{n-i}\cdot\cos\left(\frac{2\pi}{L}i\right)\right]; \\ y_n &= -\frac{1}{L}\left[x_{n-M}\sin\left(\frac{2\pi}{L}M\right) + 2\sum_{i=n-(M-1)}^{n} x_{n-i}\cdot\sin\left(\frac{2\pi}{L}i\right)\right]. \end{aligned} \tag{5}$$

Принципы упрощенной фильтрации значительно расширяют количество вариантов получения новых цифровых алгоритмов. Например:

$$\begin{aligned} g_n &= 1\Big/\sum_{n=0}^{M-1}\sin^2\left(\frac{2\cdot\pi}{L}\left(\frac{M-1}{2}-n\right)\right)\cdot\sum_{i=0}^{M-1}\left[\sin\left(\frac{2\cdot\pi}{L}\left(\frac{M-1}{2}-i\right)\right)\cdot x_{n-i}\right]; \\ y_{\perp n} &= \frac{g_n+g_{n-1}}{2\cdot\cos(\pi/L)};\ y_n = \frac{g_n-g_{n-1}}{2\cdot\sin(\pi/L)}. \end{aligned} \tag{6}$$

Отметим, что алгоритм получения g_n в выражении (6) является оригинальной разработкой авторов. Особенность алгоритма – возможность применять его при любой длине окна данных, добиваясь наилучшей настройки к частоте электрического сигнала. К примеру, при фиксированной числе выборок N (т.е. количество выборок на период промышленной частоты 50 Гц):

$$g_n = 1 \Big/ \sum_{n=0}^{N-1} \sin^2\left(\frac{2\cdot\pi}{L}\left(\frac{N-1}{2}-n\right)\right)\cdot\sum_{i=0}^{N-1}\left[\sin\left(\frac{2\cdot\pi}{L}\left(\frac{N-1}{2}-i\right)\right)\cdot x_{n-i}\right];$$

$$y_{\perp n} = \frac{g_n + g_{n-1}}{2\cdot\cos(\pi/L)};\ y_n = \frac{g_n - g_{n-1}}{2\cdot\sin(\pi/L)}. \qquad (7)$$

Принципы упрощенной фильтрации оказалось возможным применять в условиях изменения частоты электрических сигналов, благодаря их подстройке к любому значению фактической частоты.

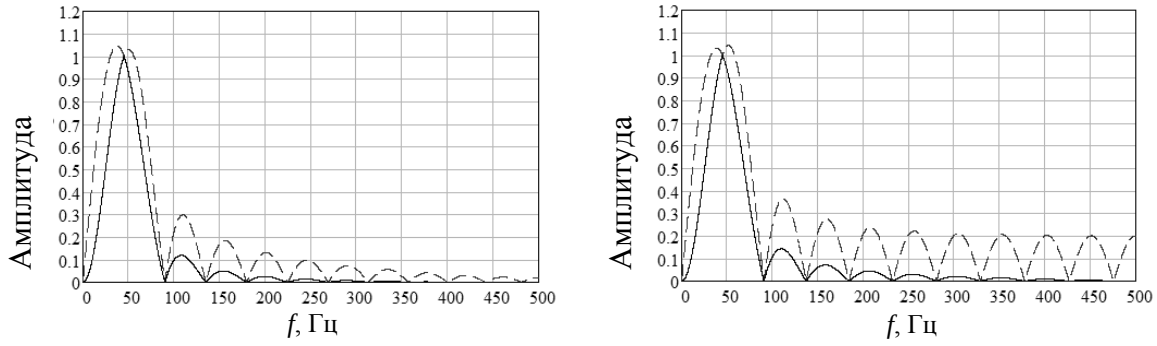
При сравнении исследуемых алгоритмов по точности использовалась методика, изложенная в [9].

Сравнительная характеристика вычислительной сложности реализации алгоритмов, а также их фильтрующие свойства (1), (4), (5), (6) и (7) приведены в табл. 1 и на рис. 1. При этом оценивалась частотная настройка цифровых фильтров на гармонический электрический сигнал основной частоты (максимальная погрешность при $f_ф$, %)

Таблица 1

Вычислительные затраты и точность алгоритмов фильтрации

Описание алгоритма	Кол-во действительных умножений	Кол-во комплексных умножений	Кол-во действительных сложений	Кол-во комплексных сложений	Max погрешность при $f_ф$ от 30 до 70 Гц при $f_д$=1000 Гц, %
(1)	2(M+1)		2(M-1)		6,5
(4)	1	S+3	2	S+1	0,2
(6)	M+4		M+1		0
(7)	N+4		N+1		0
(5)	2M+2		2M-1		6,5



а) б)

Рис. 1. АЧХ алгоритмов:
а) – выражение(6); б) – выражение(7); $f_д$=1000 Гц; $f_ф$=45 Гц
– – – $A_{max}(f)$; —— $A_{min}(f)$

По результатам получены следующие выводы:

1) Рекомендуется к применению алгоритм цифровой фильтрации выражение (7) при фиксированном окне данных *N*. Цифровой фильтр обладает достаточной точностью и наименьшими вычислительными затратами при $N<M$;

2) При переменном окне данных рекомендуется к применению алгоритм цифровой фильтрации по выражению (6). В этом случае достигается наивысшая точность фильтрации и наименьшие вычислительные затраты среди известных алгоритмов переменного окна данных.

3) Возможно сочетание достоинств алгоритмов (6) и (7) для получения эффективности цифровой обработки токов и напряжений.

Литература

1. ГОСТ 13109-97 Качество электрической сети, 01.01.1999 г.
2. Инструкция по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений на объектах ОАО «ФСК ЕЭС», 2013
3. Rebizant W., Terzija V. Asynchronous generator behavior after a sudden load rejection // Power-Tech Conference Proceedings, IEEE Bologna, 23-26 June, 2003.
4. Rebizant W., Szafran J., Wiszniewski A. Digital signal processing in power system protection and control. New York: Springer, 2011. – 316 p.
5. Куликов А.Л., Фальшина В.А. Упрощенная адаптивная фильтрация электрических сигналов в условиях изменения частоты // Известия высших учебный заведений. Проблемы энергетики. – 2013. – № 1-2. – С. 57-67.
6. Xiaojuan Li. Estimation of power system frequency, phasors and their applications for fault location on power transmission lines. Energy systems centre the school of electrical, electronic and computer engineering, 2007. – 190 c.
7. Бахвалов Н.С., Жидков Н.П., Кобельков Г.М. Численные методы. – М.: Бином, 2003. – 630 с.
8. Куликов А.Л., Мисриханов М.Ш. Введение в методы цифровой релейной защиты высоковольтных ЛЭП: учеб. Пособие. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 198 с.
9. Liancheng Wang, Senior Member Frequency responses of Phasor-based Microprocessor relaying algorithms // Transactions on Power delivery. 1999. VOL. 14, NO. 1, January. – P. 98-109.
10. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 549 с.

УДК 62-7

ПРОБЛЕМА ПЕРЕХОДА НА ИНТЕЛЕНТУАЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРОННЫЕ УСТРОЙСТВА В ОПЕРАЦИОННОЙ ЗОНЕ ОДУ ЮГА

Я.Ю. Кунцевич, П.В. Ефремова

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь

Одной из проблем российской электроэнергетики является повышение надежности работы действующих систем РЗА, в связи с чем, в операционной зоне ОДУ Юга идет замена устройств РЗА на электромеханической базе на микропроцессорные устройства.

В подавляющем большинстве новых проектов закладываются защиты на микропроцессорной элементной базе. Это объясняется, в первую очередь, все более возрастающими требованиями к современным системам защит и автоматики на фоне развития электроэнергетических систем. Анализ показал, что в операционной

зоне ОДУ Юга по сети 330-500 кВ находятся в эксплуатации электромеханические, микроэлектронные и микропроцессорные устройства РЗА и ПА. Основную долю составляют электромеханические устройства – 58,5%, на долю микроэлектронных устройств приходится – 6,6%, доля микропроцессорных устройств – 34,9%.

Надежность микропроцессорных реле сама по себе достаточно высока. Проведенный анализ показал ряд факторов приводящих к тому, что в настоящее время процент неправильных срабатываний микропроцессорных защит выше, чем у электромеханических (рис.1).

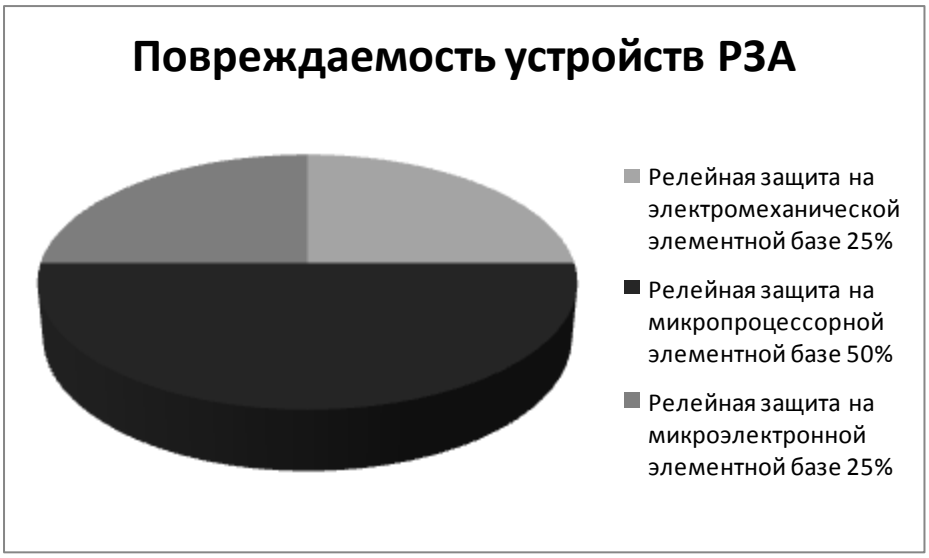


Рис. 1. Повреждаемость ВЛ 330-500 кВ в операционной зоне ОДУ Юга

Выполнив выборку по данным годового плана технического обслуживания устройств РЗА ОДУ Юга, можно сделать вывод оболее высокой надежности электромеханических и микроэлектронных защит по сравнению с микропроцессорными.

Причинами такого положения являются:

- неправильная работа устройств по вине служб РЗА (33,15%);
- неправильная работа устройств РЗА по вине оперативного и прочего персонала эксплуатации (9,1%);
- неправильная работа устройств РЗА по вине монтажно-наладочных организаций (3,3%);
- неправильная работа устройств РЗА по вине разработчиков (12,12%);
- прочие причины неправильной работы (15,15%);
- не выясненные случаи неправильной работы (27,27%);

Все это создает временную проблему, не меняющую стратегию развития релейной защиты.

Преимущество микропроцессорной защиты в том, что она непрерывно предоставляет всестороннюю информацию о своем состоянии и о режиме работы защищаемого объекта (Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП)). Микропроцессорные защиты обладают улучшенными техническими характеристиками по сравнению с электромеханическими защитами (диапазоны установок, стабильность параметров при отклонении основных и вспомогательных воздействующих величин, весогабаритные показатели и т.д.), имеют

широкий набор дополнительных функций, удобны и информативны в работе и обслуживании.

Устройства РЗА нового поколения сегодня определяются как интеллектуальные электронные устройства – Intelligent Electronic Device (IED). Как правило, такими устройствами считаются устройства, способные передавать и принимать информацию по современному протоколу обмена данными МЭК 61850 на основе технологии Ethernet. Данный стандарт позволяет обмениваться информацией между микропроцессорными устройствами разных производителей в цифровом виде по каналам связи. Это не означает, что устройства РЗА будут максимально стандартизованы, и производители устройств не будут конкурировать между собой. Стандарт определяет лишь правила обмена информацией, но не определяет правила реализации и построения тех или иных функций РЗА, алгоритмов защит.

Стандарт МЭК 61850 предлагает использование трех протоколов передачи данных:

- MMS (Manufacturing Message Specification – стандарт ISO/IEC 9506) – протокол передачи данных реального времени и команд диспетчерского управления между сетевыми устройствами и/или программными приложениями;
- GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event – стандарт МЭК 61850-8-1) – протокол передачи данных о событиях на подстанции. Фактически данный протокол служит для замены медных кабельных связей, предназначенных для передачи дискретных сигналов между устройствами;
- SV (Sampled Values – стандарт МЭК 61850-9-2) – протокол передачи оцифрованных мгновенных значений от измерительных трансформаторов тока и напряжения (ТТ и ТН). Данный протокол позволяет заменить цепи переменного тока на оптоволокно, соединяющие устройства РЗА с ТТ и ТН.

Важной особенностью протоколов является гарантированная доставка сообщений, а скорость передачи данных у MMS и GOOSE выше, чем у других протоколов передачи данных.

Системы РЗАиспользуемые стандарт МЭК 61850 проще обслуживать из-за уменьшения количества кабельных линий связи, что положительно сказывается на надежности системы в целом.

Обслуживание таких систем РЗА, по сравнению со стандартными, в целом, проще, хоть и предъявляет несколько иные требования к опыту персонала.

Ведущие производители МП терминалов создали лаборатории – испытательные полигоны для тестирования и исследования возможностей систем, построенных на базе стандарта МЭК 61850. Российские производители также создали подобные полигоны.

Задачи, поставленные при выполнении испытаний на полигоне:

- проверка соответствия стандарту МЭК 61850 и корректной совместной работы МП РЗА, контроллеров, сетевого оборудования и ПТК АСУ ТП различных производителей в единой информационной сети в режиме повышенной информационной нагрузки и информационного всплеска согласно СТО 56947007-25.040.40.112-2011;
- исследование целостности данных, временных задержек GOOSE-коммуникации и порога «переполнения буфера» МП РЗА и компонентов ПТК АСУ ТП (устойчивость к информационному всплеску, «GOOSE-шторму» и DDoS-атаке);

• проверка устойчивости работы коммуникационного оборудования в режиме информационного всплеска и замер времени восстановления связи при единичном отказе коммуникационного оборудования.

Одним из первых примеров применения стандарта является крупная узловая подстанция Лауфенбург 380/220/110 кВ (Laufenburg), расположенная на границе Швейцарии и Германии. Работы по внедрению стандарта были начаты в 2004 г. В мае 2005 г. подстанция введена в работу. На подстанции совместно работают устройства производства ABB и Siemens. В качестве примера можно также привести подстанции TERNA 380/220/150 кВ (Италия), DEWA 131/11 кВ (Дубай), Dobrudja&Varna 400/220/110 кВ (Болгария) [3].

В настоящее время, основной проблемой для внедрения стандарта МЭК 61850 является нехватка квалифицированного персонала для обслуживания, ввода в эксплуатацию и разработки систем и устройств. Проблема заключается в том, что цифровые технологии в значительной степени интегрируются в консервативную область релейной защиты, т.е. требуются специалисты нового уровня, которые должны обладать знаниями в части построения систем РЗА, а также и в области программирования и цифровых технологий.

Мы считаем, что стандарт МЭК 61850 это технология будущего, переход к ней должен происходить постепенно, по мере совершенствования оборудования, разработки типовых решений и накопления опыта в эксплуатации.

Литература

1. Аномем Ю., Ли Х., Кроссли П., Жанг Р., МакТаггерт К. / Количественная оценка надежности различных архитектур шины процесса по МЭК 61850 // Релейщик. – 2012. – №1. – С. 48-52.
2. Шевцов М.В. Передача дискретных сигналов между УРЗА по цифровым каналам связи // Релейщик. – 2009. – №1. – С. 60-63.
3. Шапеев А. НК РЗА ООО «Центр управления проектами Чебоксарского электроаппаратного завода». – Чебоксары, 2011.

УДК 621.316. 925

СВЕРХБЫСТРОДЕЙСТВУЮЩАЯ РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С МТУ

Н.Н. Куров
ООО Научно-производственная фирма «Квазар», г. Новочеркасск

И.В. Зубова, А.А. Магомедов
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

На предприятиях ОАО «Газпром» нашли применение микротурбинные установки (МТУ) с газотурбинными генераторами мощностью 30 и 60 кВт со статическими преобразователями. Особенностью релейной защиты генераторов является ее срабатывание при превышении уставки мгновенным значением тока статора в течение нескольких микросекунд и прекращение питания электроприемников через 1 мс, т. е. в десятки раз быстрее, чем срабатывают автоматические выключатели отходящих присоединений.

Целесообразным выходом из создавшегося положения является сверхбыстродействующее ограничение тока короткого замыкания (КЗ) в сети нагрузки до уровня, при котором не срабатывает защита генератора. Благодаря этому обеспечивается возможность селективного отключения автоматических выключателей, ближайших к КЗ.

На основе анализа сверхбыстродействующих защит, приведенного в [1], и с учетом изложенного в [2], разработан образец токоограничивающего комплекса в составе: сверхбыстродействующая микропроцессорная релейная защита, транзисторные ключи и токоограничивающие элементы. Лабораторные испытания указанного комплекса показали его работоспособность.

На рис. 1 представлена функциональная схема токоограничивающего комплекса. На участке между МТУ и первой секцией шин (СШ1) последовательно с автоматическим выключателем QF1 включен токоограничивающий резистор R, зашунтированный в нормальном рабочем режиме транзисторным ключом переменного тока VT, в качестве которого используются два IGBT транзистора, включенные встречно-последовательно, с номинальным рабочим током, превышающим ток генератора в 2-3 раза.

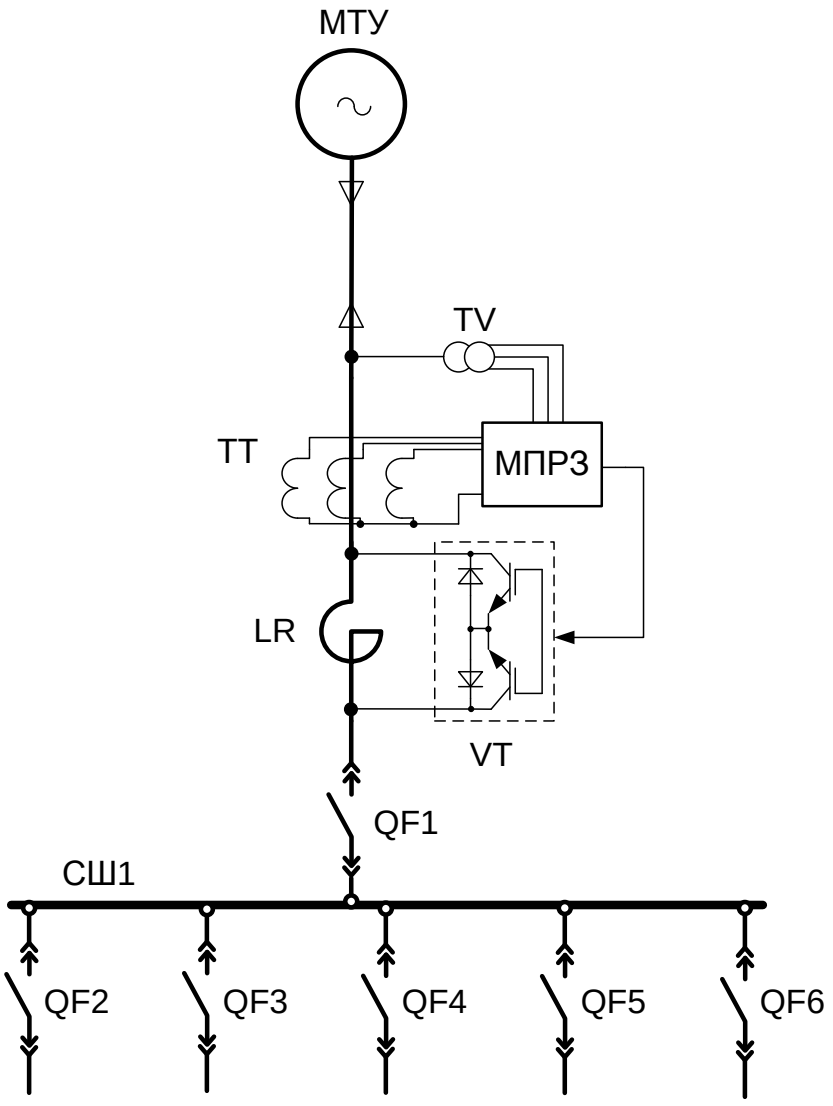


Рис. 1. Функциональная схема токоограничивающего комплекса

Устройство микропроцессорной релейной защиты (МПРЗ) получает информацию о токе генератора от трансформаторов тока (ТА) и информацию о напряжении в сети от датчика напряжения TV, преобразует сигналы этих датчиков в цифровую форму и непрерывно осуществляет сравнение полученных значений с уставками по току и по напряжению, соответственно.

В случае возникновения КЗ на присоединении, подключенном к СШ1, ток генератора нарастает, а напряжение уменьшается. Устройство микропроцессорной защиты контролирует мгновенные значения тока КЗ, сравнивает их с заданной уставкой по току, и в случае превышения значения уставки выдает сигнал на закрытие транзисторного ключа, шунтирующего токоограничивающий резистор. Токоограничивающий резистор вводится в цепь генератора и ограничивает ток короткого замыкания до значений, не вызывающих срабатывание встроенной защиты МТУ. Благодаря этому обеспечивается возможность селективно отключить поврежденное присоединение с помощью автоматического выключателя.

После отключения поврежденного присоединения автоматическим выключателем ток генератора уменьшается до значения, соответствующего послеаварийному режиму и напряжение в сети восстанавливается до нормального значения. Устройство микропроцессорной защиты определяет отсутствие аварийного режима сети и выдаёт сигнал на включение транзисторного ключа, шунтирующего токоограничивающий резистор, тем самым выводя его из работы.

Структурная схема разработанного устройства релейной защиты приведена на рис. 2.

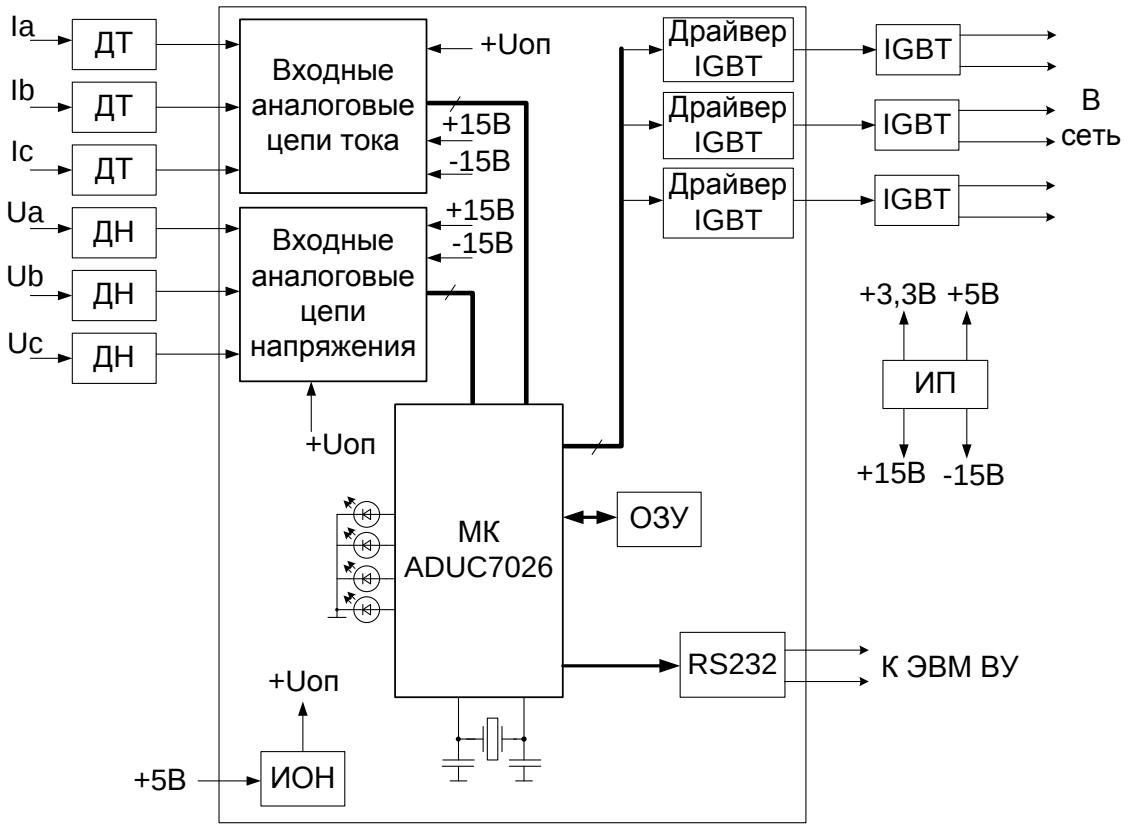


Рис. 2. Структурная схема микропроцессорного устройства релейной защиты

Сигналы, снимаемые с трех датчиков тока и трех датчиков напряжения, подаются на входные аналоговые цепи тока и напряжения, соответственно, связанные с входом аналогово-цифрового преобразователя. В аналоговой части устройства применены инструментальные усилители с напряжением питания +15 В и -15 В. Для формирования питающих напряжений в блоке питания устройства предусмотрены соответствующие каналы. Помимо них в блоке питания формируются напряжения: +3,3 В, необходимое для питания микроконтроллера и +5 В, предназначенное для питания остальной цифровой части схемы.

В устройстве предусмотрен также источник опорного напряжения (ИОН), необходимый для обеспечения правильной работы аналогово-цифрового преобразователя при отрицательной полярности входного сигнала.

Внешний источник питания имеет выходные напряжения: +24 В для питания драйверов ключей переменного тока и +5 В для питания остальных узлов устройства.

Разработанный токоограничивающий комплекс был испытан на предприятии филиал «Афипэлектрогаз» ДОАО «Электрогаз» ОАО «Газпром». Испытания проводились в два этапа:

- предварительные испытания при питании нагрузок и токоограничивающего комплекса от электрической сети;

- итоговые испытания при питании нагрузок и токоограничивающего комплекса от МТУ.

Одна из осциллограмм, полученных при испытаниях, приведена на рис. 3.

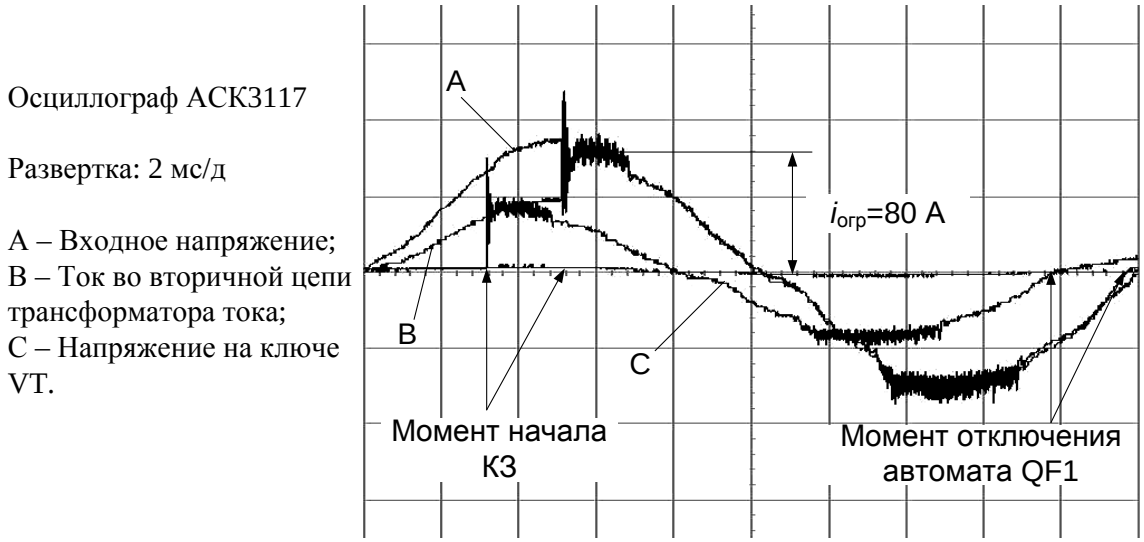


Рис. 3. Осциллограммы токов и напряжений, полученные при испытаниях на МТУ– 30

Результаты испытаний позволили сделать вывод, что разработанное устройство работоспособно и удовлетворяет предъявляемым к нему требованиям.

Работа проводилась под руководством д.т.н., проф. Кужекова С. Л.

Литература

1. Анализ разработок сверхбыстродействующих аварийных защит автономных ЭЭС / А.А. Дегтярев, К.В. Кравченко, С.Л. Кужеков, Н.Н. Куров, А.А. Пекарский, И.К. Шелгачев. // Изв. Вузов. Электромеханика. – 2007. Специальный выпуск. – С. 88.
2. Юндин М.А. Токовые защиты электрооборудования. – Зерноград: РИО ФГОУ ВПО АЧГАА, 2004. – 212 с.

УДК 621.314

ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПОЯСА РОГОВСКОГО ДЛЯ ЦИФРОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ТОКА

В.Д. Лебедев, А.А. Яблоков, А.Е. Нестерихин, В.А. Полушкин
Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина

В настоящее время в электроэнергетике выбрано направление создания интеллектуальной энергетической системы с активно-адаптивной сетью. Ключевым компонентом данной сети являются «цифровые» подстанции. Такие подстанции строятся на основе интегрированных цифровых систем измерения, защиты и управления с применением цифровых трансформаторов тока и напряжения и цифровых схем управления. Таким образом, актуальной становится задача разработки цифровых систем измерения.

Измерительные преобразователи тока для цифровых трансформаторов могут быть выполнены на основе не имеющих в настоящее время широкого применения датчиков тока, либо их сочетания. В разрабатываемом цифровом трансформаторе тока использовано несколько первичных преобразователей, в том числе пояс Роговского, электромагнитный трансформатор тока, а также магнитотранзисторный преобразователь [1, 2]. Пояс Роговского получает все большее и большее применение в качестве первичного преобразователя для релейной защиты, например [3-5].

Практический интерес для реализации измерительных преобразователей представляют пояса Роговского разомкнутой конструкции, при этом возникает вопрос о точности измерительного преобразователя.

Разъемная конструкция наряду с удобством установки имеет недостатки, связанные с погрешностями, обусловленными отсутствием обмотки в местах разъема.

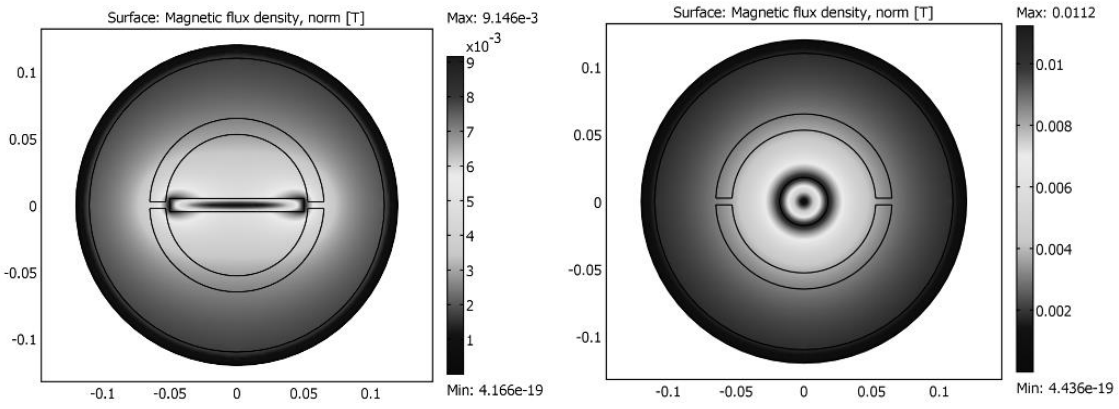
Для исследования погрешностей реализованы математические модели. Разработанные модели основаны на решении уравнения относительно векторного магнитного потенциала $\vec{A}$:

$$j\omega\sigma\vec{A} + \nabla\times\left(\mu_0^{-1}\mu_r^{-1}\nabla\times\vec{A}\right) = \left(\sigma\Delta V / L\right)\vec{e}_z,$$

где j – мнимая единица, ω – циклическая частота, σ – электропроводность, μ_0 – магнитная проницаемость вакуума, μ_r – относительная магнитная проницаемость, ΔV – напряжение, приложенное к моделируемой длине первичного провода L (при такой постановке возможно учесть распределение плотности тока внутри токопровода и, соответственно, распределение магнитного поля), $\vec{e}_z$ – единичный вектор, вдоль которого направлен первичный ток.

Решение уравнения осуществляется с применением программного комплекса COMSOL Multiphysics методом конечных элементов. Выбраны необходимые граничные условия, исследована и выбрана сетка конечных элементов.

На рис. 1 приведены картины электромагнитного поля для пояса Роговского с различными видами токопроводов.



а **б**

Рис. 1. Электромагнитное поля для пояса Роговского с прямоугольным (а) и цилиндрическим (б) токопроводом

Выходным сигналом пояса Роговского является ЭДС электромагнитной индукции, которая определена по напряженности электрического поля (вихревой компоненте) $E = -\frac{\partial A}{\partial t}$, для синусоидального тока может быть представлена как $E = -j\omega A$.

На разработанных математических моделях было определено влияние на погрешность измерений следующих факторов:

– отсутствие обмотки в месте соединения двух половин пояса Роговского;

– наличие в месте соединения небольшого ферромагнитного стержня;

– наличие в месте соединения муфты, выполненной из ферромагнитного материала;

– формы токопровода;

– места расположения токопровода внутри пояса.

По результатам исследования электромагнитного поля пояса Роговского были сделаны следующие выводы:

1. Если токопровод имеет прямоугольную форму, то отсутствие обмотки в местах соединения половинок пояса Роговского приводит к наличию фазовых погрешностей (до 0,4 °), зависящих от расположения токопровода. Наименьшее значение погрешности достигается при повороте токопровода на угол 45° относительно места соединения половинок пояса Роговского.

2. Размещение ферромагнитного стержня в месте соединения половинок пояса Роговского позволяет уменьшить фазовую погрешность. Ферромагнитный стержень более эффективен, чем ферромагнитная муфта.

3. Уменьшение размеров муфты приводит к увеличению фазовой погрешности.

4. Отсутствие обмотки в местах соединения половинок пояса Роговского при токопроводе круглой формы (площадь поперечного сечения равна площади поперечного сечения токопровода прямоугольной формы) практически не оказывает влияния на фазовую погрешность.

5. Смещение токопровода круглой формы к месту соединения половинок пояса Роговского практически не оказывает влияния на фазовую погрешность, однако наличие ферромагнитного стержня или муфты приводит к появлению фазовой погрешности.

Результаты расчеты были проверены экспериментально. При выполнении исследования было получено полное соответствие теории АЧХ (рис. 2) и ФЧХ (рис. 3) экспериментальных образцов.

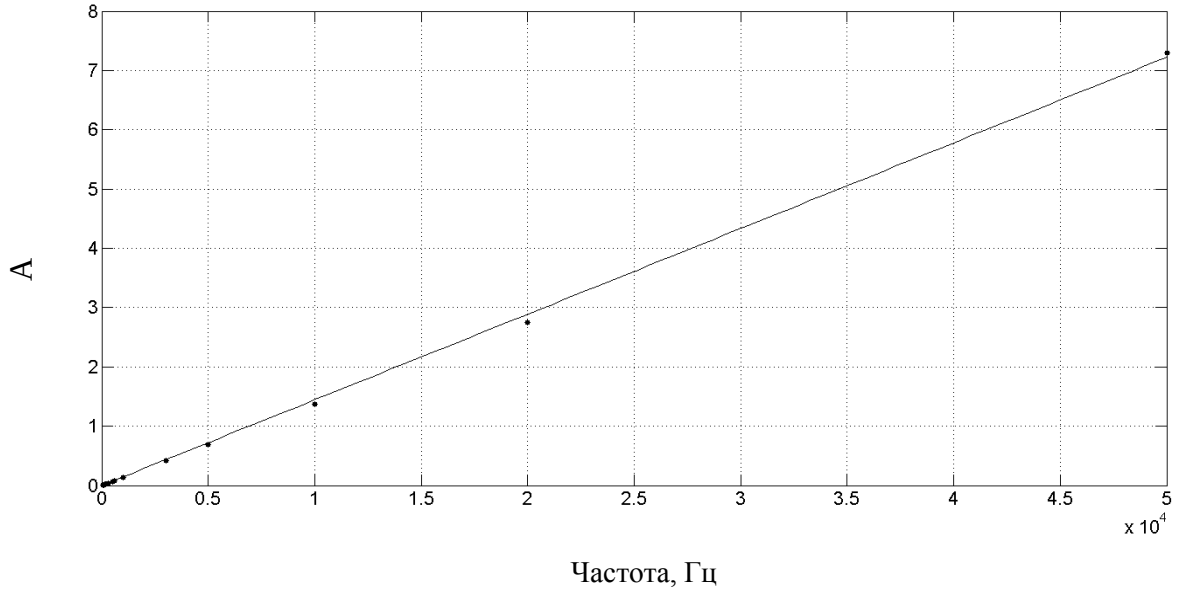


Рис. 2. Экспериментальное подтверждение амплитудно-частотной характеристики

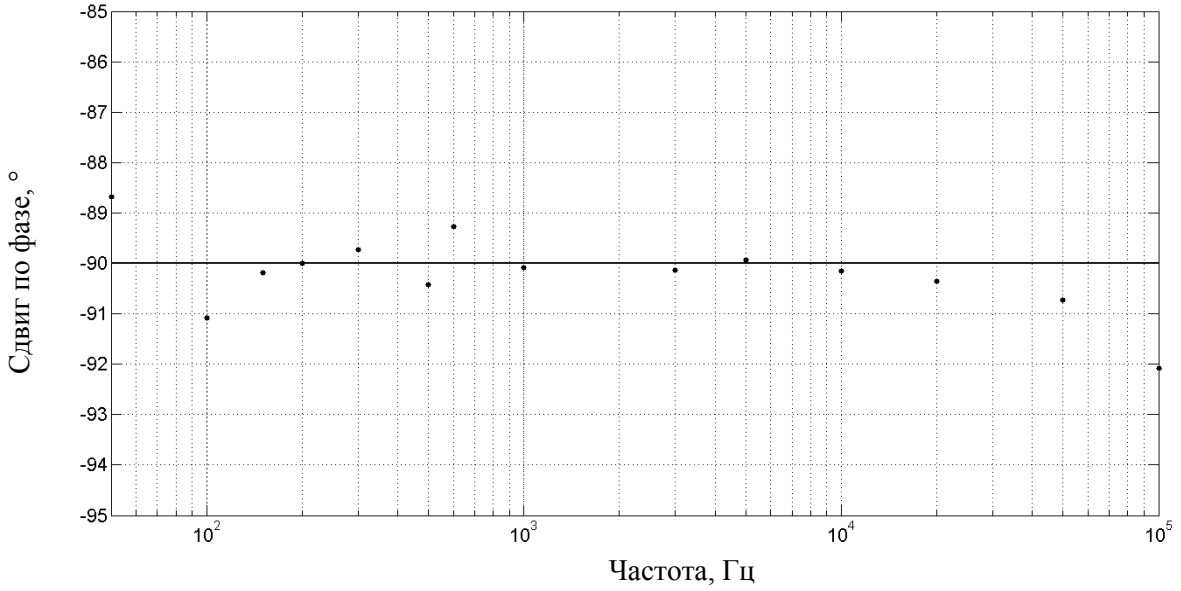


Рис. 3. Экспериментальное подтверждение фазо-частотной характеристики в логарифмическом масштабе

Литература

1. Лебедев В.Д. Разработка магнитотранзисторных датчиков тока для систем защиты и измерений: Автореферат диссертации на соиск. ученой степени канд. техн. Наук. – Иваново, 1997. – 19 с.
2. Лебедев В.Д., Филатова Г.А., Нестерихин А.Е. Измерительные преобразователи тока для цифровых устройств релейной защиты и автоматики / Тез. докл. четвертой междунар. научно-техн. конф. – Екатеринбург, 2013.
3. Rezaee M. Design Modification of Rogowski Coil for Current Measurement in Low Frequency // International Journal of electrical engineering & technology (IJEET). – 2010. – V.6. – №4 – P. 232-237.

4. Practical Aspects of Rogowski Coil Applications to Relaying / Ljubomir Kojovie, Robert Beresh, Martin Bishop, Radek Javora, Bruce Magruder, Peter McLaren, Brian Mugalian, Arnold Offner: IEEE PSRC Speial Report. – 2010. – 72 p.
5. Pilot application with non conventional instrument transformers and digital protections using IEC protocol for communication / D. Chatrefou, P. Ponchon, D. Duplan, M. Osbourne // Conference CIGRE. – 2006. – 22 p.

УДК 621.316.925

РАСЧЕТ ВРЕМЕНИ НАСЫЩЕНИЯ СЕРДЕЧНИКА ТТ ПРИ ТРАНСФОРМАЦИИ ТОКА КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

А.А. Малахов, А.Д. Рыбалкин
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

При возникновении короткого замыкания (КЗ) вынужденная составляющая тока (ТКЗ) резко возрастает по величине и изменяется по фазе.

Кроме периодической составляющей, в ТКЗ может содержаться апериодическая составляющая, которая является однополярной. В этом случае насыщение сердечника ТТ происходит существенно быстрее, чем при воздействии только периодической составляющей. В формуле [1] показано, что величина нагрузки, подключённой ко вторичной обмотке ТТ, влияет на время насыщения сердечника ТТ только в первом периоде. При насыщениях сердечника ТТ во втором и последующих периодах на момент наступления насыщения влияет постоянная времени затухания апериодической составляющей (T_1). Следовательно, величина $Z_{доп}$, выбранная по условию трансформации периодической составляющей с погрешностью не больше заданной является максимально возможной. В случае, если при выбранной таким образом величине $Z_{доп}$ время насыщения сердечника ТТ (длительность интервала достаточно точной трансформации (ДТТ)) оказывается меньше допустимого по условиям работы измерительных органов (ИО) защиты данного типа величину $Z_{доп}$ необходимо снизить.

Будем проводить дальнейший анализ для ТКЗ, описываемого уравнением

$$i_{1=I_{макс}}.(cos\varphi_{кз} \cdot e^{\frac{-t}{T_1}} - \cos(\omega \cdot t + \varphi_{кз})) \ , \qquad (1)$$

где $I_{макс}$ – максимальное значение вынужденной составляющей ТКЗ; $\varphi_{кз}$ – фаза КЗ; остальные обозначения приведены ранее в тексте.

В формуле (2) приведена методика вычисления и кривые для определения момента первого насыщения сердечника ТТ в случае максимального содержания апериодической составляющей при различном характере нагрузки, который принято характеризовать величиной $\cos\varphi_2$, и при аппроксимации кривой намагничивания ПХН.

Уравнение для расчёта времени насыщения сердечника ТТ при принятых допущениях имеет вид:

$$\sin\varphi_2 \cdot e^{\frac{-t_s}{T_1}} + \omega \cdot T_1 \cdot \cos\varphi_2 \cdot \left(1 - e^{\frac{-t_s}{T_1}}\right) - \sin(\omega \cdot t_s + \varphi_2) = \frac{B_s - B_r}{B_{max}} \qquad (2)$$

где: t_s – время насыщения сердечника ТТ; остальные обозначения приведены ранее в тексте.

Решая выражение (2) относительно t_s найдём зависимости момента первого насыщения от трёх величин: $B_*=\frac{B_s-B_r}{B_{max}}$, T_1 и $\cos\varphi_2$.

Однако минимальное время насыщения не всегда достигается в этом режиме [3]. В частности там показано, что до времени насыщения примерно 7 мс расчётным является режим без апериодической составляющей. Из этого можно сделать вывод, что каждому минимальному значению времени насыщения соответствует своё значение фазы КЗ. При заданных значениях B_* сердечник ТТ насытится максимально быстро (минимальное значение времени насыщения сердечника ТТ) ($t_s^{мин}$) при фазе КЗ равной $\varphi_{кз}=(\pi-\omega\cdot t_s^{мин})/2$ для ТКЗ описываемого выражением (1).

Для важного для практики случая чисто активной нагрузки выражение для определения индукции в сердечнике ТТ имеет вид [4]:

$$B=\frac{r_2}{w\cdot q}\int_0^t i_2\cdot dt+B_0 \qquad (3)$$

Подставляя в это уравнение ток, после интегрирования получим:

$$B_{t_s}-B_0=\frac{r_2\cdot I_{max}}{w_2\cdot Q\cdot\omega}\left[\omega\cdot cos\varphi_{кз}\cdot T_1\left(1-e^{\frac{-t_s}{T_1}}\right)+sin\varphi_{кз}-sin(\varphi_{кз}+\omega t_s)\right]$$

где B_{t_s} – мгновенное значение индукции в сердечнике ТТ в момент насыщения, то есть при $t=t_s$; B_0 – остаточная индукция в сердечнике ТТ в начальный момент времени, то есть при $t=0$.

В табл. 1 , приведена зависимость относительной индукции, определённой по формуле

$$B_*^{мин}=\frac{B_{t_s}-B_0}{B_{max}}\ , \qquad (4)$$

где $B_{max}=\frac{\sqrt{2}\cdot I_2\cdot r_2}{\omega\cdot Q\cdot w_2}$ в функции от T_1 и $t_s^{мин}$. Эта таблица позволяет определить какое минимальное значение $B_*^{мин}$ необходимо иметь, чтобы обеспечить $t_s^{мин}$ не меньше заданного.

Таблица 1

Зависимость минимальной относительной индукции $B_*^{мин}$ от T_1 и минимального времени насыщения сердечника ТТ($t_s^{мин}$)

	T1=0,02 с	T1=0,05 с	T1=0,1 с	T1=0,2 с	T1=0,3 с
$t_s^{мин}$	$B_*^{мин}$	$B_*^{мин}$	$B_*^{мин}$	$B_*^{мин}$	$B_*^{мин}$
0	0	0	0	0	0
0,001	0,04788	0,0486	0,04885	0,049	0,04901
0,002	0,18455	0,19011	0,19202	0,193	0,1933
0,003	0,39684	0,41481	0,42105	0,4242	0,42527
0,004	0,66862	0,70903	0,72323	0,7305	0,7329
0,005	0,98153	1,05575	1,08217	1,0957	1,10027
0,006	1,31582	1,43533	1,47842	1,5006	1,50811
0,007	1,65121	1,82633	1,89027	1,9234	1,93458
0,008	1,96765	2,20633	2,29459	2,3405	2,35609
0,009	2,24613	2,55288	2,66775	2,7278	2,74822
0,01	2,46939	2,84433	2,98651	3,0612	3,08665

Расчёт выполнен с применением программы [5].

Пример. Дано: $S_{н.ном}$ = 30 ВА, $K_{10.ном}$= 20, $I_{2/ном}$= 1 А.

По формуле $Z_{2ном} = \frac{S_{2ном}}{I_{2ном}^2}$ имеем 30/1=30 Ом.

Защита имеет минимальное время срабатывания ИО $t_{ср.ио}$=3 мс. По табл. 1 при T_1=0,3 с определяем $B_*^{мин}$=0.425.

Для режима КЗ имеем $B_{max} = \frac{I_{2ном} \cdot К_{расч} \cdot Z_2}{222 \cdot Q \cdot w_2}$. Принимая $К_{расч}$=$К_{10ном}$ и Z_2=$Z_{2ном}$ имеем числитель U_2=$I_{2ном} \cdot К_{10ном} \cdot Z_{2ном}$ =1·20·30=600 В, а знаменатель $222 \cdot 17{,}3 \cdot 10^{(-4)} \cdot 1000 = 17{,}3 \cdot 22{,}2 = 384{,}6$. Тогда B_{max}=600/384,6=1,56 Тл. Принимая B_s = 1.8 Тл, а B_r = 1.0 Тл (режим неуспешного АПВ) имеем B_*=0,8/1,56=0,513. То есть $B_* > B_*^{мин}$. Следовательно, выбранный ТТ обеспечит время трансформации ТКЗ при самой неблагоприятной фазе КЗ достаточное для срабатывания измерительного органа РЗ.

Литература

1. Богдан А.В. Переходный ток идеализированного трансформатора тока // Изв. Вузов. Электромеханика. – 1972. – №5. – С. 497-502.
2. Кужеков С.Л. и Золоев Б.П. Универсальные характеристики трансформаторов тока с прямоугольной характеристикой намагничивания при активно-индуктивной нагрузке в переходном режиме // Изв. Вузов. Электромеханика. – 1974. – №8
3. Добродеев К.М., Добродеев М.К., Рыбин Д.В. Расчёт защитных трансформаторов тока и их вторичных цепей (взгляд проектировщика). Релейная защита и автоматизация. – Чебоксары. – С. 14-25.
4. Подгорный Э.В., Хлебников С.Д. Моделирование и расчёты переходных режимов в цепях релейной защиты. – М.: Энергия, 1974. – 208 с.
5. Рыбалкин А.Д., Шурупов А.А. Расчёт времени насыщения сердечника трансформатора тока. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2013615336.

УДК 621.316.925.1

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ВЫСШИМ НАПРЯЖЕНИЕМ 110-220 КВ ДЛЯ АНАЛИЗА ЕЕ РАБОТЫ В АВАРИЙНЫХ НЕСИММЕТРИЧНЫХ РЕЖИМАХ В УСЛОВИЯХ СИСТЕМ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

А.В. Малафеев, Е.А. Панова

Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова

Для обеспечения нормальной бесперебойной работы промышленного предприятия любые аварийные режимы, происходящие в сетях системы его электроснабжения, должны своевременно ликвидироваться действием релейной защиты (РЗ). Наибольший ущерб для предприятия вызывают повреждения в питающих и распределительных сетях напряжением 110-220 кВ, т.к. они оказывают влияние не только на малоудаленные участки сети и потребителей, но и на всю систему электроснабжения. Согласно существующим методикам оценка чувствительности РЗ осуществляется по режимам двухфазного короткого замыкания (КЗ) в конце защи-

щаемого участка в минимальном режиме работы системы электроснабжения. Режимы сложной несимметрии характеризуются меньшими значениями тока в месте повреждения, чем при КЗ, т.е. они могут считаться разновидностью минимального режима. Наиболее неблагоприятными с точки зрения обеспечения чувствительности РЗ являются сложнонесимметричные режимы при обрыве тупиковой линии, питающей силовой трансформатор, и замыкании её на землю со стороны трансформатора. Данный аварийный режим схематично проиллюстрирован на рис. 1.

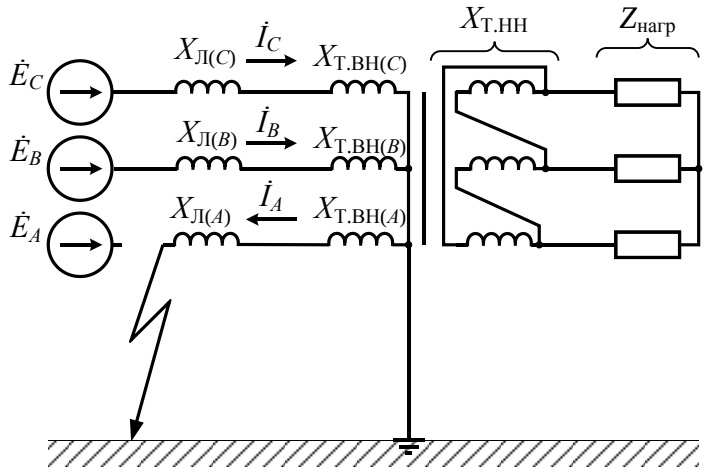


Рис. 1. Обрыв фазы *A* тупиковой линии и её замыкание на землю со стороны трансформатора

Оценка работы устройств РЗ в условиях такого объекта, как система электроснабжения промышленного предприятия, не возможна без использования специализированного программного обеспечения (ПО). Существующие программные комплексы расчета и анализа режимов объектов электроэнергетики ориентированы на моделирование работы электроэнергетических систем (ЭЭС). В отличие от ЭЭС системы промышленного электроснабжения характеризуются преобладанием разомкнутых сетей над замкнутыми, наличием нескольких ступеней трансформации (от 0,4 до 500 кВ), получением электроэнергии как от узлов связи с энергосистемой, так и от собственных электростанций. Т.о., необходима разработка оригинального ПО для моделирования режимов работы систем промышленного электроснабжения (СПЭ).

Для оценки работы РЗ защиты силовых трансформаторов СПЭ авторами разработаны математические модели устройств РЗ на базе электромеханических реле ДЗТ-11, РТ-40 и микропроцессорных комплектов ЭКРА ШЭ 2607 041, Бреслер ШТ 2108.13, MiCOM P633 и P143. Разработанные математические модели позволяют выполнять расчеты электромеханических переходных процессов в аварийных режимах систем электроснабжения с контролем выполнения условий срабатывания РЗ на каждом шаге интегрирования и возможностью изменения оперативного состояния схемы в ходе расчета. Данные математические модели реализованы в модуле «Релейная защита» программы «Комплекс автоматизированного режимного анализа (КАТРАН)», разработанной на кафедре ЭПП МГТУ им. Г.И. Носова. Для задания вида защиты и места её установки в «КАТРАН» в расчетную схему вводит-

ся элемент «Выключатель с защитами силового трансформатора». Для контроля параметров срабатывания РЗ на каждом интервале расчета переходного процесса расчетные параметры режима (токи, напряжения мощности на данном элементе) сравниваются с параметрами срабатывания с учетом логики действия того или иного комплекта защиты. В качестве примера рассмотрим математическую модель дифференциальной защиты силового трансформатора на базе комплекта ЭКРА ШЭ 2607 041.

Фазные токи на сторонах ВН, СН и НН силового трансформатора необходимо привести ко вторичным цепям путем деления на коэффициент трансформации трансформатора тока соответствующей стороны:

$$I_{\text{ВН.ф.2}} = \frac{I_{\text{ВН.ф.1}} \cdot k_{\text{сх.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}}; I_{\text{СН.ф.2}} = \frac{I_{\text{СН.ф.1}} \cdot k_{\text{сх.СН}}}{K_{\text{ТТ.СН}}}; I_{\text{НН.ф.2}} = \frac{I_{\text{НН.ф.1}} \cdot k_{\text{сх.НН}}}{K_{\text{ТТ.НН}}},$$

где $I_{\text{ВН.ф.2}}$, $I_{\text{СН.ф.2}}$, $I_{\text{НН.ф.2}}$ – фазные вторичные токи; $I_{\text{ВН.ф.1}}$, $I_{\text{СН.ф.1}}$, $I_{\text{НН.ф.1}}$ – фазные первичные токи; $k_{\text{сх.ВН}}$, $k_{\text{сх.СН}}$, $k_{\text{сх.НН}}$ – коэффициенты схемы; $K_{\text{ТТ.ВН}}$, $K_{\text{ТТ.СН}}$, $K_{\text{ТТ.НН}}$ – коэффициенты трансформации.

Для данного комплекта тормозной ток определяется следующим образом:

$$\begin{cases} I_{\text{Т.ф}} = \sqrt{\text{Re}\left(\dot{I}'_{1.\text{ф}} \cdot \hat{\dot{I}}'_{2.\text{ф}}\right)}, & \text{при } \left|\arg\left(\dot{I}'_{1.\text{ф}}\right) - \arg\left(\dot{I}'_{2.\text{ф}}\right)\right| \geq \pi/2; \\ I_{\text{Т.ф}} = 0, & \text{при } \left|\arg\left(\dot{I}'_{1.\text{ф}}\right) - \arg\left(\dot{I}'_{2.\text{ф}}\right)\right| < \pi/2. \end{cases}$$

где $\dot{I}'_{1.\text{ф}}$ – наибольший ток из четырех сторон; $\hat{\dot{I}}'_{2.\text{ф}}$ – комплексно сопряженный вектор суммы токов всех сторон за исключением $\dot{I}'_{1.\text{ф}}$.

Ток срабатывания дифференциальной защиты:

$$I_{\text{ср.ф}} = I_{\text{Д.0}} + \frac{I_{\text{Т.ф}} - I_{\text{Т.0}}}{k_{\text{Т}}}$$

где $I_{\text{Д.0}}$ – уставка по начальному току срабатывания; $I_{\text{Т.0}}$ – уставка по тормозному току; $k_{\text{Т}}$ – уставка по коэффициенту торможения.

Характеристика срабатывания защиты описывается следующей системой неравенств:

$$\begin{cases} I_{\text{Д.0}}, & \text{при } I_{\text{ср.ф}} \leq I_{\text{Д.0}}, \\ I_{\text{ср..ф}}, & \text{при } I_{\text{Д.0}} < I_{\text{ср.ф}} \leq I_{\text{отс.}}, \\ I_{\text{отс.}}, & \text{при } I_{\text{ср.ф}} > I_{\text{отс.}} \end{cases}$$

где $I_{\text{отс.}}$ – уставка тока срабатывания отсечки (ДТО).

Пуск защиты происходит при выполнении следующего условия:

$$I_{\text{диф.}A.} \geq I_{\text{ср.}A.} \text{ ИЛИ } I_{\text{диф.}B.} \geq I_{\text{ср.}B.} \text{ ИЛИ } I_{\text{диф.}C.} \geq I_{\text{ср.}C.}$$

Время срабатывания защиты определяется следующим образом:

$$t_{\text{ср}} = t_{\text{РЗ.С.}} + t_{\text{о.с.}},$$

где $t_{\text{РЗ.С.}}$ – собственное время срабатывания релейной защиты (для ЭКРА ШЭ 2607 041 $t_{\text{РЗ.С.}} = 0{,}03\,\text{с}$); $t_{\text{о.с.}}$ – собственное время отключения выключателя, на который действует релейная защита.

По результатам расчета программным обеспечением генерируется журнал работы релейной защиты, пример которого приведен в табл. 1.

Таблица 1

Журнал работы РЗ при $K^{(1)}$ на выводах обмотки ВН трансформатора Т1 подстанции №81 (110/10 кВ)

Журнал работы РЗ
0,02: Пуск дифференциальной защиты ШЭ 2607 041 на ПС81 Т1 ВН
0,02: Пуск МТЗ ВН ШЭ 2607 041 на ПС81 Т1 ВН
0,02: Пуск отсечки ВН ШЭ 2607 041 на ПС81 Т1 ВН
0,08: ПС81 Т1 ВН: Отключение от дифференциальной защиты ШЭ 2607 041 на ПС81 Т1 ВН
0,08: ПС81 Т1 НН1: Отключение от дифференциальной защиты ШЭ 2607 041 на ПС81 Т1 ВН
0,08: ПС81 Т1 НН2: Отключение от дифференциальной защиты ШЭ 2607 041 на ПС81 Т1 ВН
0,08: Пуск МТЗ ВН ШЭ 2607 041 на ПС81 Т1 ВН
0,08: Пуск отсечки ВН ШЭ 2607 041 на ПС81 Т1 ВН

В приведенном журнале работы РЗ проиллюстрировано селективное отключение однофазного короткого замыкания на выводах обмотки ВН силового трансформатора действием дифференциальной защиты в через 0,08 с после его возникновения (шаг расчета составляет 0,02 с). Пуски МТЗ ВН и отсечки после срабатывания дифференциальной защиты обусловлены дискретностью процесса расчета режима и не влияют на качество анализа работы защит. По результатам расчета доступны графики изменения всех параметров режима по фазам, в т.ч. и дифференциальных токов, необходимых для определения коэффициентов чувствительности РЗ.

Для анализа чувствительности РЗ с использованием созданного программного модуля разработана методика оценки чувствительности релейной защиты к режимам сложной несимметрии, которая включает в себя следующие действия:

1. Создание расчетной схемы сети, определение мест установки защит, задание её типов и уставок.

2. Расчет режима аварийной сложной несимметрии в соответствии с алгоритмом, представленным в [1].

3. Фиксирование расчетных значений параметров аварийного режима в месте установки защиты.

4. Определение коэффициента чувствительности защиты исследуемого объекта и сравнение его с требуемыми ПУЭ.

5. При недостаточной чувствительности РЗ требуются дополнительные мероприятия по её повышению, например ввод защиты по напряжению обратной последовательности [2].

6. При достаточной чувствительности РЗ, а также после выполнения пункта 5 методики, выполняется расчет переходного процесса и определение динамической

устойчивости генераторов собственных электростанций системы электроснабжения. На основании результатов расчета делается вывод о быстродействии защиты.

7. Фиксация расчетного журнала работы РЗ, на основе которого анализируется селективность работы РЗ.

8. При нарушении динамической устойчивости либо при неселективной работе защиты выполняется коррекция уставок защиты по времени и повторный расчет переходного процесса.

9. При сохранении динамической устойчивости и обеспечении селективности РЗ делается вывод о том, что дополнительных мероприятий не требуется.

Разработанные программный модуль и методика оценки чувствительности релейной защиты силовых трансформаторов могут быть использованы специалистами служб релейной защиты промышленных предприятий при определении уставок релейной защиты на проектируемых объектах и коррекции уставок на действующих подстанциях.

Литература

1. Малафеев А.В., Панова Е.А. Алгоритм расчета сложнонесимметричных режимов систем электроснабжения промышленных предприятий // Главный энергетик. – 2011. – № 3. – С. 35-39.
2. Малафеев А.В., Панова Е.А., Болтачев В.А., Ирклиенко И.В. Совершенствование релейной защиты силовых трансформаторов главных понизительных подстанций промышленного предприятия с целью повышения её чувствительности к режимам сложной несимметрии // Промышленная энергетика. – 2013. – № 3. – С. 13-18.

УДК 608.1

ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОСТАТОЧНУЮ ИНДУКЦИЮ В МАГНИТОПРОВОДЕ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА КАК СПОСОБ УМЕНЬШЕНИЯ БРОСКОВ ТОКА НАМАГНИЧИВАНИЯ

Д.О. Мамалимов
Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А.Н. Туполева – КАИ

Броски тока намагничивания (БТН) являются специфическим физическим явлением, свойственным силовым трансформаторам и автотрансформаторам и требующим применения специальных мер для его распознавания с целью предотвращения неправильной работы токовых защит трансформатора.

Рассмотрев существующие способы физического уменьшения значения БТН (в данной публикации не рассматриваются), автор рассмотрел возможность значительного снижения пика БТН путем полного размагничивания магнитопровода трансформатора. Эффективным решением этой задачи является применение автоматического устройства размагничивания магнитопровода (АУРМ), позволяющего осуществить уменьшение практически до нуля остаточной индукции B_r в магни-

топроводе, и, как следствие, сильное уменьшение пика БТН. Следует отметить, что сама идея снижения максимумов БТН путем размагничивания магнитопровода трансформатора не нова, но автоматические устройства, позволяющие свести к нулю магнитный поток, остающийся в магнитопроводе после отключения трансформатора, ранее не выпускались.

Предлагаемый способ автоматического размагничивания магнитопровода трансформатора заключается в воздействии на остаточную индукцию B_r в магнитопроводе трансформатора колебательным процессом разрядки ёмкостного элемента через нелинейную индуктивность намагничивания отключенного трансформатора и преследует своей целью снижение остаточной намагниченности до минимально возможного значения независимо от фазы отключения трансформатора. Физический принцип, на котором основан данный метод, обосновывается результатами ряда экспериментов [1,2].

Определение значения остаточной магнитной индукции в магнитопроводах трансформаторов проводилось целым рядом исследователей. В работе М. Х. Зихермана (ВНИИЭ) [1] исследовались осциллограммы отключения ненагруженных трансформаторов сверхвысокого напряжения различных типов, как из неустановившегося, так и из установившегося режимов. В результате исследований было выявлено, что переходный процесс отключения трансформатора характеризуется нелинейным колебательным процессом, размагничивающим магнитопровод. Данные размагничивающие колебания происходят за счет запаса энергии в контуре из индуктивности намагничивания и ёмкости обмоток и ошиновки трансформатора. Были зафиксированы несинусоидальность и переменная частота возникающих колебаний напряжения вследствие нелинейности индуктивности намагничивания.

Также в результате анализа осциллограмм отключения эмпирически была определена взаимосвязь низкочастотных затухающих колебаний напряжения на обмотке и процесса затухания потокосцепления этой обмотки. Было выяснено, что продолжительность колебательного процесса зависит от соотношения значений запаса энергии и потерь в трансформаторе.

Наиболее фундаментальные исследования зависимости остаточной индукции от величины энергии, запасенной в ёмкости, были проведены А.С. Засыпкиным (Новочеркасский политехнический институт) в работе [2]. Целью работы являлось выяснение влияния переходного процесса, возникающего при отключении ненагруженного трансформатора на остаточную индукцию в сердечнике. Опыты проводились с использованием малых макетов.

Переходный процесс имитировался разрядом заряженного конденсатора, имитирующего эквивалентную ёмкость реального трансформатора, на включенную параллельно ему обмотку дросселя.

В результате исследований было установлено, что основное влияние на значение остаточной индукции в сердечнике оказывает значение начальной энергии, запасенной в ёмкости конденсатора, что согласуется с результатами экспериментов [1].

Результаты экспериментов графически представлены на рис. 1.

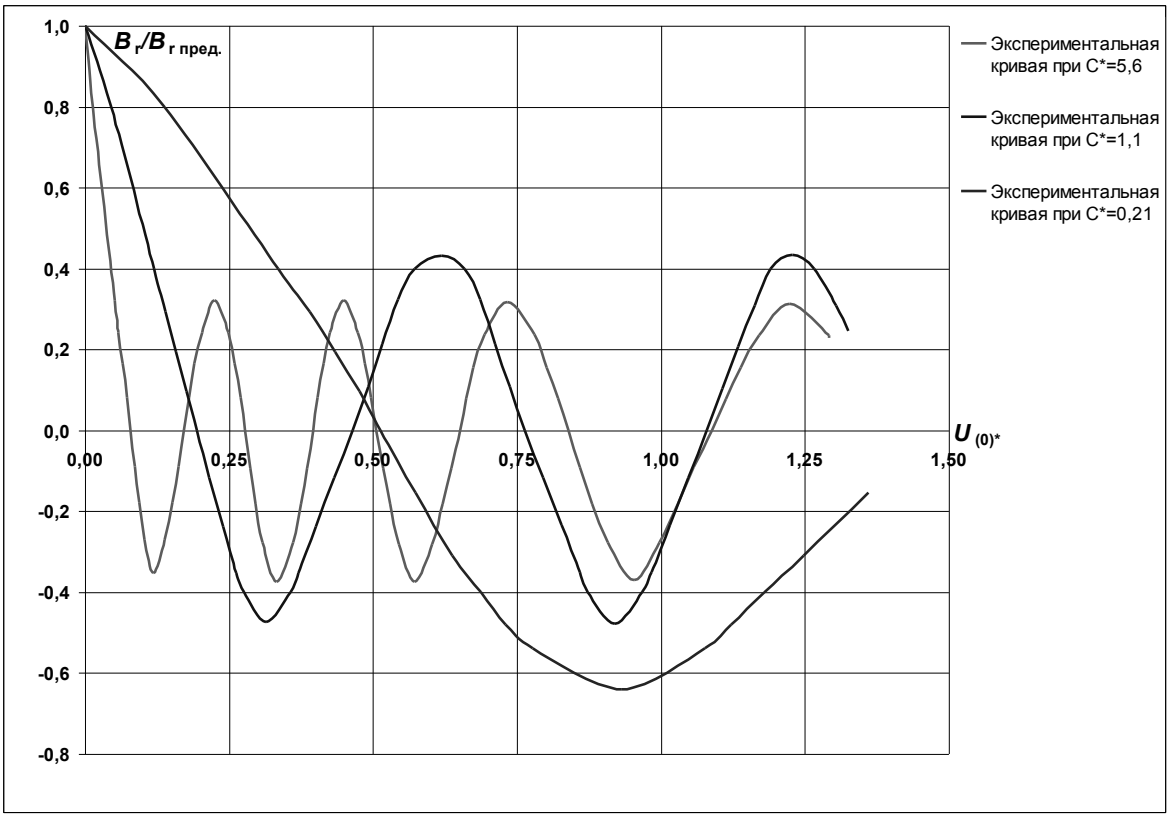


Рис. 1. Зависимость значения относительной остаточной индукции дросселя от значения относительного начального напряжения на конденсаторе

Кривые зависимостей остаточной индукции от других величин построены в относительных единицах, в долях от базисных величин. В качестве базисных величин приняты:

- Наибольшее значение остаточной индукции $B_{\text{г пред.}}$, соответствующее предельной петле гистерезиса, снятой на постоянном токе;
- Базисное напряжение $U_{\text{ном. max}}$, равное амплитудному значению номинального напряжения трансформатора.

Как видно из рис. 1, изменение колебательных кривых имеет периодический характер с увеличивающимся значением полупериода по оси относительного напряжения. Амплитуды колебаний постоянны в продолжение всего опыта.

С целью применения для практических целей результатов, полученных в [2], проанализируем характер изменения экспериментальных кривых (рис. 1).

Значение начального напряжения на конденсаторе $U_{(0)}$ изменялось от нуля и выше. После завершения переходного процесса разряда, измерения остаточной индукции подтвердили, что значение $B_{\text{г}}$ снижается относительно начальной индукции $B_{\text{г}}(0)=B_{\text{г пред.}}$.

При плавном увеличении значений начального напряжения $U_{(0)}$ остаточная индукция $B_{\text{г}}$ достигает своего нулевого значения ($B_{\text{г}}=0$) при некоем значении $U_{(0)*}$ для каждого определенного значения $C_{\text{j}*}$ (чем больше $C_{\text{j}*}$, тем меньше это значение $U_{(0)*}$). Значения базисных величин либо известны, либо вычисляемы и значения их постоянны. Таким образом, очевидно, что для достижения нулевой остаточной индукции $B_{\text{г}}=0$ варьируются только значения параметров конденсатора C_{j} и $U_{(0)}$.

После достижения нулевого значения $B_г$=0, с постепенным ростом $U_{(0)}$, остаточная индукция начинает возрастать с обратным знаком, достигая своего первого максимума (амплитудного значения) $B_{г\,М}$. Дальнейшее увеличение начального напряжения на конденсаторе $U_{(0)}$ (даже на порядок) уже не приводит к снижению кратности $B_г/B_{г\,пред.}$. Остаточная индукция в сердечнике изменяется в рамках одних и тех же значений максимумов $B_{г\,М}$.

Отсюда логично вытекает вывод: если увеличение $U_{(0)}$ не играет уже никакой роли с момента достижения первого максимума $B_{г\,max}/B_{г\,пред.}$, то основной параметр протекаемого процесса – ёмкость конденсатора C_j. Таким образом, значение ёмкости конденсатора должно быть максимальным (как минимум, в несколько раз превышать базисное значение $C_б$), чтобы обеспечить достаточно малые максимумы $B_{г\,М}$.

Характер изменения кривых функции $B_г/B_{г\,пред.}=f(U_{(0)*})$ (рис. 1) показывает, что для выполнения задачи достижения нулевой остаточной индукции вполне достаточно (с одновременным соблюдением условия, что ёмкость конденсатора значительна) даже невысокого значения начального напряжения на конденсаторе $U_{(0)}$, которое может на порядки быть ниже амплитудного значения номинального напряжения стороны трансформатора, на которую производится разряд конденсаторной батареи.

Значение запаса энергии конденсатора $W_{(0)*}$ при таких его электрических характеристиках (значительной ёмкости и невысокого напряжения заряда относительно номинального напряжения размагничиваемой стороны) так же не должно быть огромным для достижения нулевого значения $B_г$. В работе [1] указывается на влияние величины энергии, запасенной в ёмкости, на возникновение размагничивающего колебательного процесса. При этом подчеркивалась роль класса напряжения при формировании значения запаса энергии, что вполне логично. Однако, в данной работе идет речь о величине запаса энергии в общем смысле, как о величине комплексной, не разграничивая роль влияний ёмкости C и напряжения U. Кроме того, в работе [1] при рассуждениях о соотношении запаса энергии и величины потерь речь ведется о *продолжительности* размагничивающих колебаний, а вовсе не о пропорциональности значения запаса энергии и значений кратностей снижения остаточной индукции в магнитопроводе относительно начального значения $B_г(0)$. Более того, авторы прямо указывают, что «размагничивающее действие колебаний не связано непосредственно с их продолжительностью». Таким образом, большое значение запаса энергии ёмкости обеспечивает лишь медленное затухание размагничивающих колебаний, что является второстепенным фактором по сравнению с задачей быстрого и максимального снижения $B_г$. Данные выводы согласуются с результатами [2]. По аналогии с предыдущими рассуждениями, увеличение значения относительной энергии конденсатора $W_{(0)*}$ не приведет к пропорциональному уменьшению $B_г$ относительно $B_{г\,пред.}$. Аналогично вышесказанному, основной фактор, обуславливающий уменьшение кратности $B_г/B_{г\,пред.}$ – увеличение ёмкости конденсатора C_j.

Таким образом, анализ экспериментальных кривых, полученных при исследованиях А. С. Засыпкина, показал, что основным параметром процесса разряда конденсатора на нелинейную индуктивность является ёмкость разряжаемого кон-

денсатора. При постановке задачи достижения минимальной (или даже нулевой) остаточной индукции значение ёмкости должно быть максимальным, а значение напряжения заряда конденсатора может быть во много раз меньше амплитудного значения номинального напряжения стороны трансформатора, на которую производится разряд.

Литература

1. Зихерман М.Х., Камнева Н. П. Об остаточной индукции в трансформаторах 330–750 кВ. // Электричество. – 1972. – № 5. – С. 86-88.
2. Засыпкин А.С. Остаточная индукция в ненагруженных силовых трансформаторах после отключения от сети // Изв. вузов. Электромеханика. – 1977. – № 2. – С. 168-172.

УДК 608.1

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ КОЛЕБАТЕЛЬНОГО РАЗМАГНИЧИВАЮЩЕГО ПРОЦЕССА В МАГНИТОПРОВОДЕ СИЛОВОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ

Д.О. Мамалимов
Казанский национальный исследовательский технический университет
им. А.Н. Туполева – КАИ

При исследовании значений остаточной магнитной индукции в магнитопроводе после отключения ненагруженных трансформаторов в работе [1] было выявлено, что переходный процесс отключения трансформатора характеризуется нелинейным колебательным процессом, размагничивающим магнитопровод. Данные размагничивающие колебания происходят за счет запаса энергии в контуре из индуктивности намагничивания и ёмкости обмоток и ошиновки трансформатора.

В результате анализа осциллограмм отключения эмпирически была определена взаимосвязь низкочастотных затухающих колебаний напряжения на обмотке и процесса затухания потокосцепления этой обмотки. Было выяснено, что продолжительность колебательного процесса зависит от соотношения значений запаса энергии и потерь в трансформаторе.

Наиболее фундаментальные исследования зависимости остаточной индукции от величины энергии, запасенной в ёмкости были проведены А.С. Засыпкиным (Новочеркасский политехнический институт) в работе [2]. Целью работы являлось выяснение влияния переходного процесса, возникающего при отключении ненагруженного трансформатора на остаточную индукцию в сердечнике. Опыты проводились с использованием малых макетов.

Переходный процесс имитировался разрядом заряженного конденсатора, имитирующего эквивалентную ёмкость реального трансформатора, на включенную параллельно ему обмотку дросселя.

В результате исследований было установлено, что основное влияние на значение остаточной индукции в сердечнике оказывает значение начальной энергии, запасенной в ёмкости конденсатора, что согласуется с результатами экспериментов [1].

Результаты экспериментов графически представлены на рис. 1.

На рис. 1 видно, что изменение колебательных кривых имеет периодический характер с увеличивающимся значением полупериода по оси относительного напряжения. Амплитуды колебаний постоянны в продолжение всего опыта.

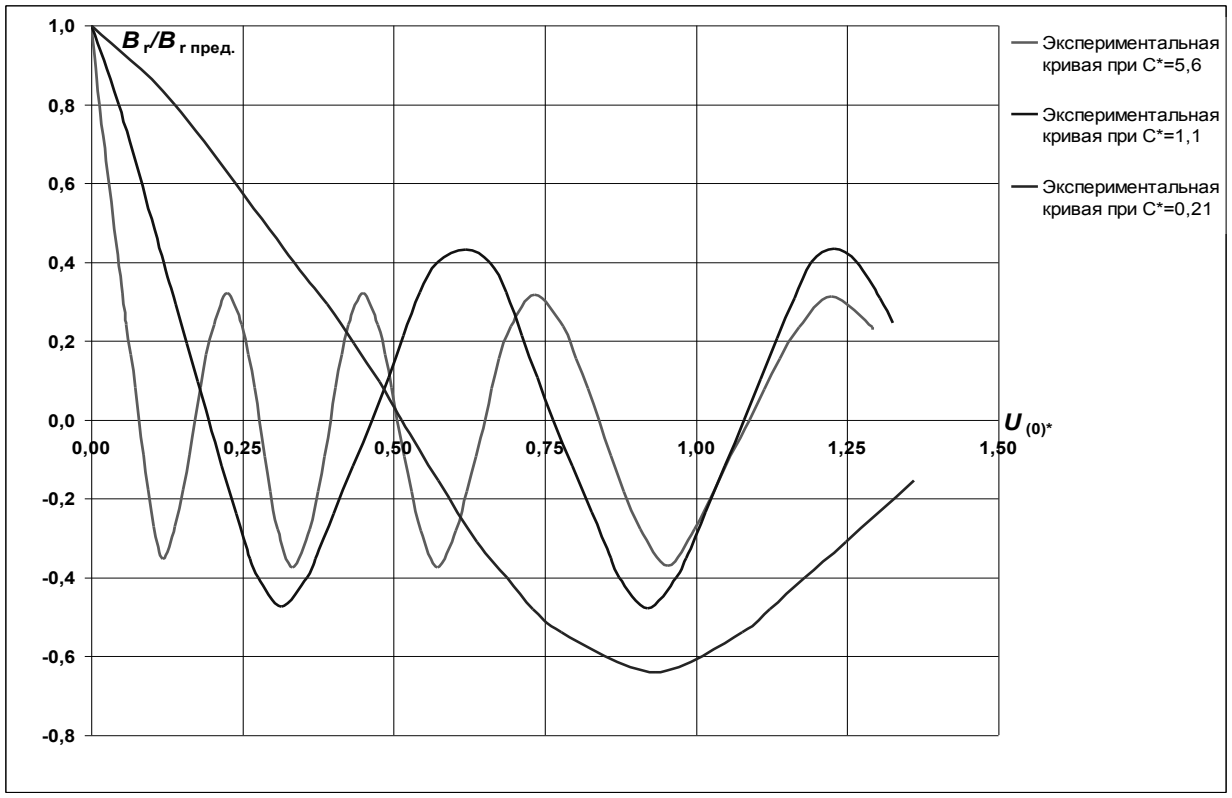


Рис. 1. Зависимость значения относительной остаточной индукции дросселя от значения относительного начального напряжения на конденсаторе

При исследовании снижения остаточной намагниченности отключенного трансформатора до минимально возможного значения методом воздействия на остаточную индукцию колебательным процессом разрядки ёмкостного элемента на обмотку одной из сторон трансформатора было установлено, что значения параметров конденсатора C_j и $U_{(0)}$, необходимых и достаточных для уменьшения остаточной магнитной индукции в магнитопроводе до нуля, индивидуальны для каждого конкретного трансформатора.

Задача сведения к нулю остаточной индукции в магнитопроводе реального трансформатора рассматриваемым способом требует точного расчета электрических характеристик конденсаторной установки для каждого типа трансформаторов. Поэтому возникает необходимость выражения аналитическими методами взаимосвязи электрических параметров конденсатора с величиной остаточной магнитной индукции. В данной публикации делается попытка получения обобщенной физической закономерности, связывающей эти величины, на основе математического анализа экспериментальных данных. Автор публикации исследовал возможность получения таковой закономерности на примере опыта, приведенного в работе [2].

Детальный алгебраический анализ кривых $\frac{B_{\text{г}}}{B_{\text{г пред.}}} = f\left(U_{(0)*}\right)$ (рис. 1) показал, что колебательная часть кривых описывается косинусоидальными функциями и изменяется по законам:

При C_{j*}=5,6:

$$\frac{B_{\text{г}}}{B_{\text{г пред.}}} = 0{,}3424 \cdot \cos\left(\frac{\pi}{0{,}021 \cdot U_{(0)*}^2 + 0{,}0178 \cdot U_{(0)*} + 0{,}0935} \cdot U_{(0)*} - 0{,}95\right)$$

При C_{j*}=1,1:

$$\frac{B_{\text{г}}}{B_{\text{г пред.}}} = 0{,}4575 \cdot \cos\left(\frac{\pi}{0{,}021 \cdot U_{(0)*}^2 + 0{,}013 \cdot U_{(0)*} + 0{,}245} \cdot U_{(0)*} - 0{,}95\right) \quad (1)$$

При C_{j*}=0,21:

$$\frac{B_{\text{г}}}{B_{\text{г пред.}}} = 0{,}5778 \cdot \cos\left(\frac{\pi}{0{,}062 \cdot U_{(0)*}^2 + 0{,}063 \cdot U_{(0)*} + 0{,}6} \cdot U_{(0)*} - 0{,}95\right)$$

На рис. 2 представлены результаты сравнения закона изменения кривых, полученных экспериментально и графиков функций, описываемых уравнениями (1).

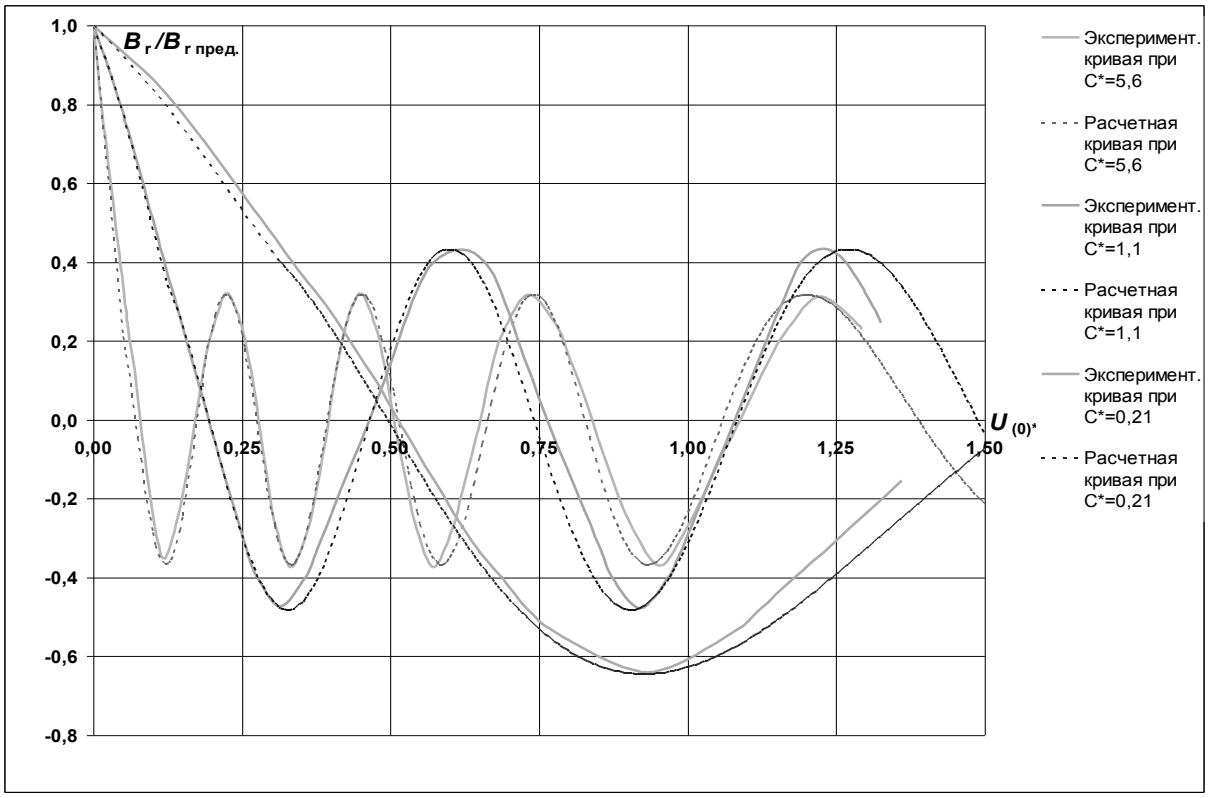


Рис. 2. Экспериментальные кривые $B_{\text{г}}/B_{\text{г пред.}}=f(U_{(0)*})$ и их аппроксимирующие функции

Таким образом, на основании аналитических выражений (1) можно судить о влиянии электрических величин параметров конденсатора на остаточную индукцию в сердечнике дросселя.

Коэффициент при функции представляет собой значение амплитуды $B_{\text{г М}}$ – максимальной остаточной индукции в магнитопроводе после процесса разряда конденсатора. Значение максимума $B_{\text{г М}}$ зависит от значения ёмкости конденсатора C_{j*}. В работе [2] отмечена необходимость применения расчетных кривых $B_{\text{г М}}=f(C_{j*})$. В данном примере, зависимость $B_{\text{г М}}=f(C_{j*})$ аппроксимируется степенной функцией вида $B_{\text{гМ}} = 0{,}4545 \cdot C_{\text{j*}}^{-0{,}209}$.

Выражение в знаменателе аргумента косинусной функции формирует закон изменения полупериода функции колебательного процесса и описывается полиномом четной степени. В данном случае, приближение выполнено посредством полинома 2-й степени. Чем выше порядок степени, тем точнее приближение формы расчетных кривых к форме экспериментальных кривых. Вид данного полинома определяется величиной вихревых токов, влияющей на приращение начального напряжения.

Свободный член в аргументе функции определяет смещение косинусоиды вдоль оси абсцисс. Т.к. для всех трех функций значение смещения одинаково, то можно предположить, что значение данного смещения зависит от свойств магнитопровода, например, от качества шихтовки. Однако, в [3] смещение семейства кривых в сторону увеличения энергии (с уменьшением ёмкости C_{j*} и увеличением напряжения $U_{(0)*}$) объясняется увеличением потерь на вихревые токи (с ростом индукции), которые расширяют динамическую петлю гистерезиса относительно предельной петли, снятой на постоянном токе.

К сожалению, получить обобщенную физическую формулу взаимосвязи величины остаточной индукции с электрическими характеристиками разряжаемого конденсатора на основе анализа трех экспериментальных кривых невозможно. Очевидно, что полученные аналитические выражения описывают семейство функций, полученных лишь для одного определенного типа сердечника.

Вопрос получения универсальных выражений для разных типов трансформаторов (даже с известной степенью приближения), пригодных для практических целей, нуждается в дальнейших исследованиях.

Литература

1. Зихерман М.Х., Камнева Н.П. Об остаточной индукции в трансформаторах 330–750 кВ // Электричество. – 1972. – № 5. – С. 86-88.
2. Засыпкин А.С. Остаточная индукция в ненагруженных силовых трансформаторах после отключения от сети // Изв. вузов. Электромеханика. – 1977. – № 2. – С. 168-172.
3. Засыпкин А.С. Повышение технического совершенства релейной защиты мощных трансформаторов энергосистем. [Текст]: дис… докт. техн. наук: 05.14.02 / Засыпкин Александр Сергеевич. – Новочеркасск, 1983. – 416 с. – Библиогр.: с. 112.

УДК 621.31

РЕЗОНАНСНЫЕ ЯВЛЕНИЯ НА ОТХОДЯЩИХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЯХ 500 КВ ОТ РОСТОВСКОЙ АЭС (РОАЭС) С ШУНТИРУЮЩИМИ РЕАКТОРАМИ (ШР)

А.И. Марутов
Филиал ОАО “СО ЕЭС” ОДУ Юга, г. Пятигорск

Наведённое напряжение

Когда на отключённой линии нет реакторов, для каждой из фаз существует ёмкостная связь с тремя фазами другой линии, находящейся под нагрузкой либо под

напряжением. На рис. 1 изображена поясняющая схема для одной из фаз отключённой линии. Напряжение на отключённой фазе можно найти из уравнения [1]:

$$\frac{\dot{U}_a - \dot{U}_{a0}}{Z_{aa}} + \frac{\dot{U}_b - \dot{U}_{a0}}{Z_{ba}} + \frac{\dot{U}_c - \dot{U}_{a0}}{Z_{ca}} = \frac{\dot{U}_{a0}}{Z_{a0}}, \text{ где } Z = \frac{1}{j\omega C}$$

Если $Z_{ca} = Z_{ba} = Z_{aa}$, то $\dot{U}_{a0} = 0$;

Если $Z_{ca} < Z_{ba} < Z_{aa}$, то $\dot{U}_{a0} > 0$;

Так как на ВЛ 500 кВ обычно используются опоры с горизонтальным расположением проводов фаз, расстояния от трёх фаз включённой линии до рассматриваемой фазы отключённой линии значительно различаются. Следовательно, на отключённой фазе наводится некоторое напряжение даже при строго симметричном напряжении на включённой линии. Другими словами, если ВЛ 500 кВ имеет сближение с другой линией хотя бы на части своей трассы, то при отключении этой ВЛ 500 кВ образуется ёмкостный делитель напряжения и на каждой фазе отключённой линии появляется наведённое напряжение. Это описана электростатическая составляющая наведённого напряжения. Электромагнитная составляющая наведённого напряжения учтена в модели на рис. 2 в блоке *Vzaim RoAES-Tihoreck s RoAES-Budennovsk*, учитывающий взаимоиндукцию между этими линиями.

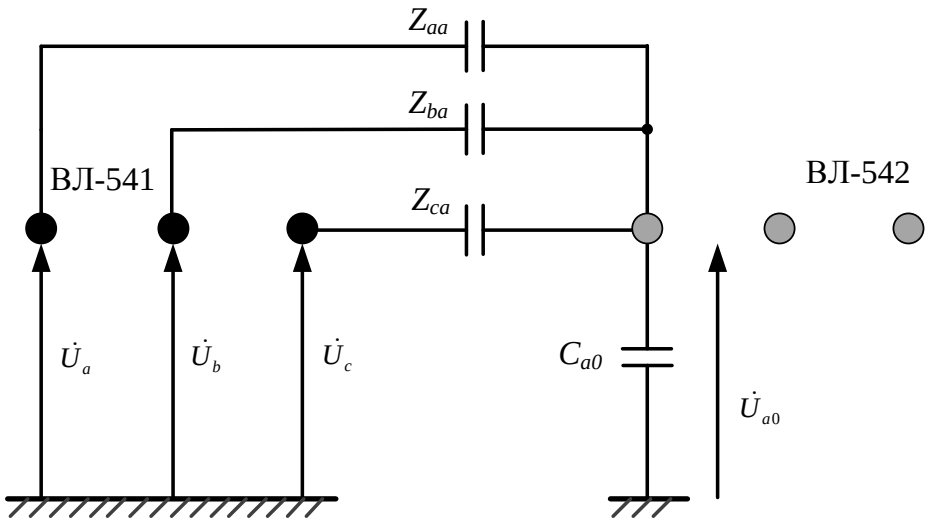


Рис. 1. Схема замещения ВЛ 500 кВ, поясняющая появление наведённого напряжения на одной из фаз отключённой линии

В данной модели (рис. 2) коммутируется (отключается) вторая линия РоАЭС-Будённовск выключателями *Three-Phase Breaker* [2] с двух сторон, при этом ВЛ 500 кВ РоАЭС-Тихорецк остаётся в работе. С помощью *Display* на рис. 2 мы видим наведённое $3U_{0MAX}$ (спектр показан на рис. 3), которое в данном случае оказалось равно $7{,}044 \cdot 10^4$ В ≈ 70 кВ, действующее значение $3U_0 \approx \frac{3U_{0MAX}}{\sqrt{2}} = \frac{70}{\sqrt{2}} \approx 50\,кВ$.

Данное значение примерно совпадает с реальным значением наведённого $3U_0$ при выводе линии из работы 30.01.13 (рис. 5) и 12.03.13 (рис. 4, 5). На рисунке 4 показана реальная осциллограмма напряжений на отключённой ВЛ 500 кВ РоАЭС-Будённовск с программы АУРА.

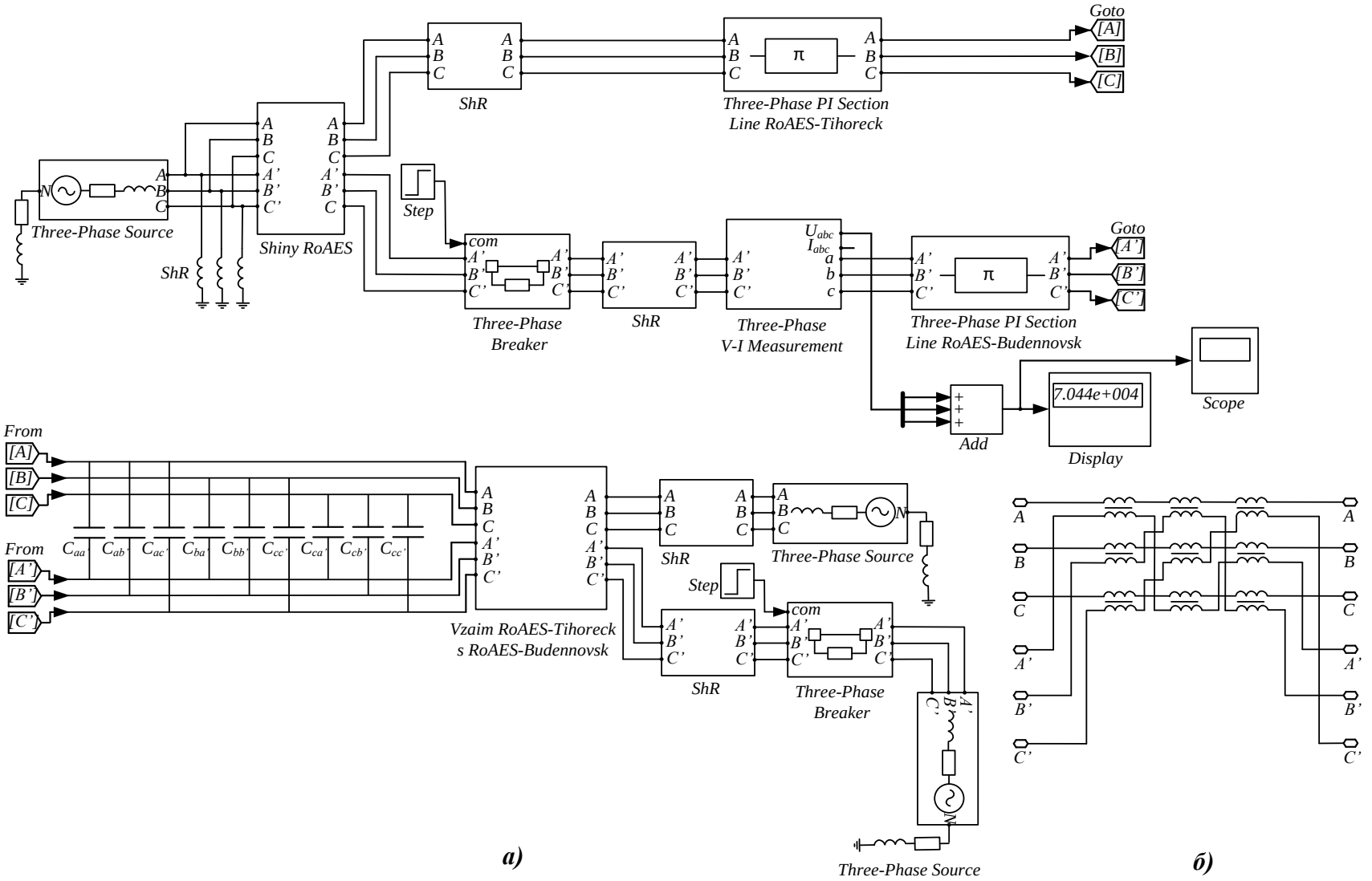


Рис. 2: а) Модель, созданная в среде *MatLab*, б) блок взаимоиндукций *Vzaim RoAES-Tihoreck s RoAES-Budennovsk*

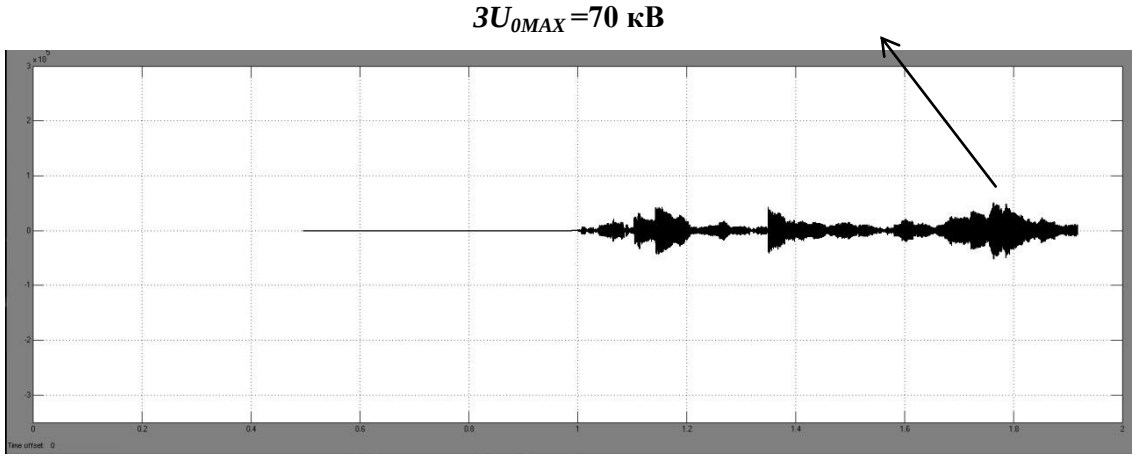


Рис. 3. Осциллограмма $3U_0$, полученная с помощью модели в MatLab

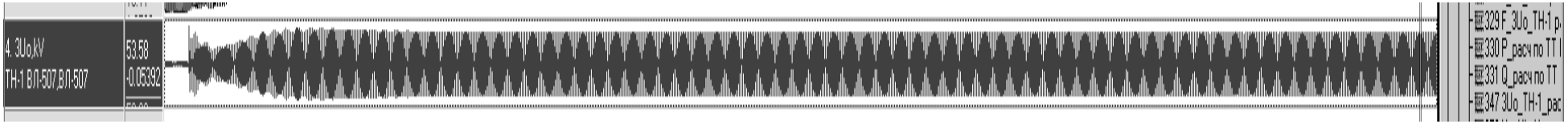


**Рис. 4. Резонансный процесс на ВЛ 500 кВ РоАЭС – Буденновск 12.03.2013г. в 06ч.59мин.
(при выводе ВЛ из работы, схема ВЛ разобрана на выключателях линии) с АУРА РоАЭС
(файл «12mart2013_07ch00m44,884c_VL-507[620]_(Pusk_po_4_kanalu(vyshe_normy))_вывод из работы_53.8кВ.aura»)**

По данным, полученным отделом эксплуатации службы СРЗА ОДУ Юга, построен график (рис. 5) наведённого напряжения нулевой последовательности $3U_0$ на отключённой ВЛ 500 кВ РоАЭС-Будённовск (ВЛ-507) за разные периоды времени.

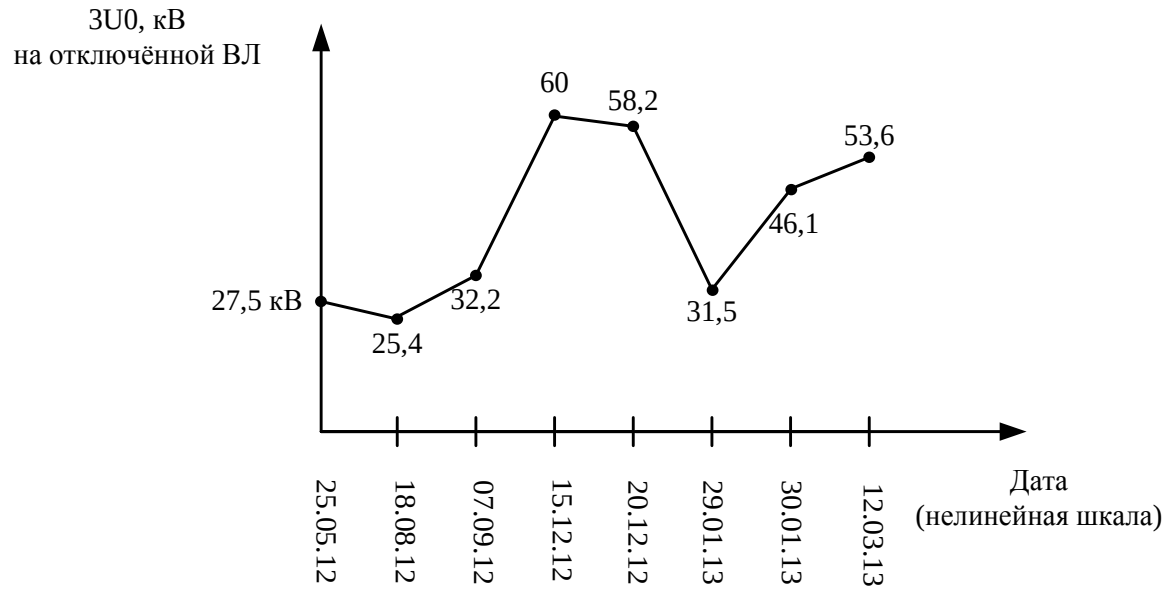


Рис. 5. График наведённого напряжения $3U_0$ за разные периоды времени

За счёт больших наведённых напряжений на отключённой ВЛ, в результате резонансного процесса в колебательном RLC-контуре, зачастую существует невозможность включения линии под напряжение. Вследствие чего, на подстанции оперативный персонал при штатном выводе ключом управления ВЛ 500 кВ, на которой возможен резонанс, следом производит отключение выключателя шунтирующего реактора (ШР) – расстройка резонансного контура.

Анализируемый здесь резонансный процесс возникает на проходящей в общем коридоре ВЛ, отключенной выключателями (или с разборкой схемы разъединителями выключателей линии) *при выводе ВЛ из работы или вводе в работу, а также при аварийном отключении ВЛ 3-мя фазами*. Необходимым условием его возникновения является наличие включенных ШР (*одного при длине ВЛ около 200 км и двух – на ВЛ длиной около 420 км*). При наличии реактора (двух реакторов), его индуктивность включена параллельно собственной ёмкости фазного провода линии, приводит к увеличению эквивалентного сопротивления фазного провода относительно земли, что в свою очередь повышает уровень наведённого напряжения.

Литература

1. Расковалов Ю.В., Лир Е.А. Режимы работы ВЛ 500 кВ с шунтирующими реакторам // Электрические Станции. – 2009. – № 12.
2. Черных И.В. Simulink – среда создания инженерных приложений. – М.: “Диалог - МИФИ”, 2004. – с. 491.

УДК 621.316.11

МЕТОДЫ АНАЛИТИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ

Е.А. Мурзина
Ивановский государственный энергетический университет

Введение. Необходимость в анализе переходных процессов при однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) в электрических сетях 6-10 кВ возникает при решении задач, связанных с оценкой параметров и соотношений переходных токов и напряжений, используемых для действия защит от данного вида повреждений, реагирующих на переходный процесс; исследованием влияния переходных процессов на устойчивость функционирования защит от ОЗЗ, основанных на использовании различных составляющих тока нулевой последовательности установившегося режима (промышленной частоты, высших гармоник, «наложенных» токов»); определением места (зоны) повреждения на ЛЭП; исследованием перенапряжений в сетях 6-10 кВ; определением эффективного (среднеквадратичного) значения тока в месте повреждения; оценкой термической стойкости ограничителей перенапряжений при дуговых перемежающихся ОЗЗ и др. Поэтому развитие и совершенствование методов анализа переходных процессов при ОЗЗ в сетях 6-10 кВ, в т.ч. и аналитических методов расчета, представляет актуальную задачу.

Классификация известных аналитических решений уравнений переходного процесса при ОЗЗ. Аналитическое решение уравнений переходного процесса при ОЗЗ можно получить только для упрощенной схемы замещения электрической сети среднего напряжения. В переходном процессе при ОЗЗ условно выделяют две стадии, связанные соответственно с процессами разряда поврежденной фазы и заряда емкостей неповрежденных фаз [1, 2]. Этим стадиям, как правило, соответствуют две основные свободные частотные составляющие: разрядная (волновая, высокочастотная) и зарядная (подзарядная, среднечастотная).

С учетом этого все расчетные схемы замещения для анализа переходных процессов при ОЗЗ можно разделить на 2 группы:

1) схемы, учитывающие наличие в переходных токах и напряжениях двух свободных частотных составляющих – разрядной и зарядной (такие схемы замещения могут быть названы двухчастотными);

2) схемы, учитывающие наличие в переходных токах и напряжениях одной, как правило, зарядной частотной составляющих (одночастотные схемы замещения).

В некоторых случаях применяются схемы замещения, учитывающие многочастотный характер разрядной стадии переходного процесса при ОЗЗ, в частности, 3-х частотная схема [3].

Сравнительный анализ известных аналитических решений уравнений переходного процесса при ОЗЗ в кабельных сетях 6-10 кВ. Известные специалисты Лихачев Ф.А., Беляков Н.Н., Сирота И.М., Цапенко Е.Ф. и ряд других исследователей в своих работах использовали одночастотные схемы замещения, принимая, что процессы разряда протекают практически мгновенно, и учитывали только зарядную составляющую [4 - 7 и др.]. Такой подход может приводить к существенным погрешностям, а в некоторых случаях и к грубым ошибкам в оценке значений амплитуд зарядной составляющей переходных токов и напряжений. Применение такого

подхода, т.е. одночастотной схемы замещения сети, на наш взгляд, оправдано при анализе перенапряжений при дуговых перемежающихся ОЗЗ, на максимальные значения которых разрядная составляющая переходного напряжения не оказывает существенного влияния.

Аналитические решения, учитывающие разрядную составляющую переходного тока, предложены в работах Шуляка В.Г., однако они получены для частного случая одной линии при ОЗЗ на шинах [8].

Первая попытка учесть в аналитическом решении одновременно обе свободные составляющие переходного процесса при ОЗЗ в сетях 6-10 кВ сделана в работе Шуина В.А. [9]. В [9] на основе результатов экспериментальных исследований, выполненных на физической модели – анализаторе волновых и переходных процессов Дрезденского Технического Университета обоснована двухчастотная схема замещения (рис. 1) и с использованием метода симметричных составляющих получено аналитическое решение для переходного тока и напряжения нулевой последовательности.

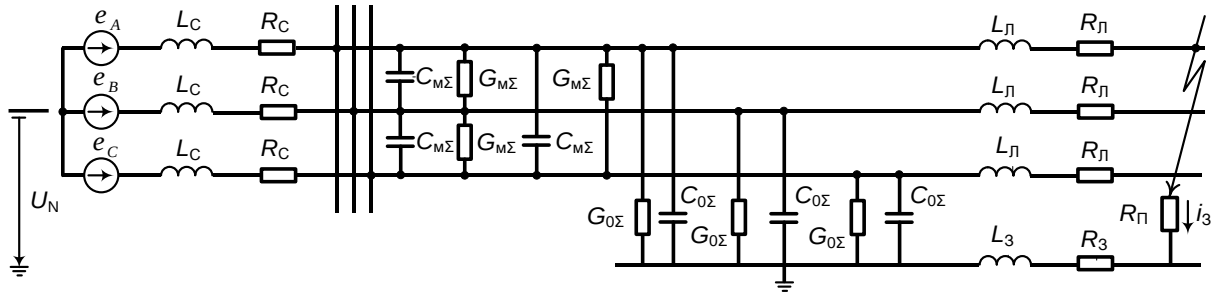


Рис. 1. Двухчастотная схема замещения сети 6-10 кВ для расчета переходных процессов при ОЗЗ [9]

В [3] для анализа переходных процессов при ОЗЗ в кабельных сетях 6-10 кВ использована схема замещения, учитывающую многочастотный характер разрядной стадии переходного процесса при ОЗЗ (трехчастотную схему замещения), однако обоснования целесообразности и области применения данной схемы замещения в [3] отсутствуют.

Исследования переходных процессов при ОЗЗ на математических моделях, учитывающих реальную конфигурацию сетей 6-10 кВ и распределенный характер параметров линий. В целях оценки точности расчетов по двухчастотной схеме замещения (рис. 1) с использованием системы моделирования Matlab были проведены исследования переходных процессов при ОЗЗ на математических моделях кабельных сетей 6-10 кВ, учитывающих реальную их конфигурацию, распределенный характер параметров линий, средние значения параметров линий (длин, сечений) и других элементов и диапазоны их изменения.

Исследования на моделях показали, что схема замещения по рис. 1 позволяет с достаточной точностью рассчитать разрядную составляющую переходного тока только при ОЗЗ в конце линий, но не в промежуточных точках линии (сети), так как не учитывает влияние емкостей элементов, расположенных за местом пробоя изоляции. Указанные емкости (поврежденной линии за местом ОЗЗ и емкости линий, подключенных к шинам питаемого по линии объекта – ТП, РП) приводят к появлению дополнительных высокочастотных разрядных составляющих и обу-

словливают явно выраженный многочастотный характер разрядной составляющей (например, рис. 2).

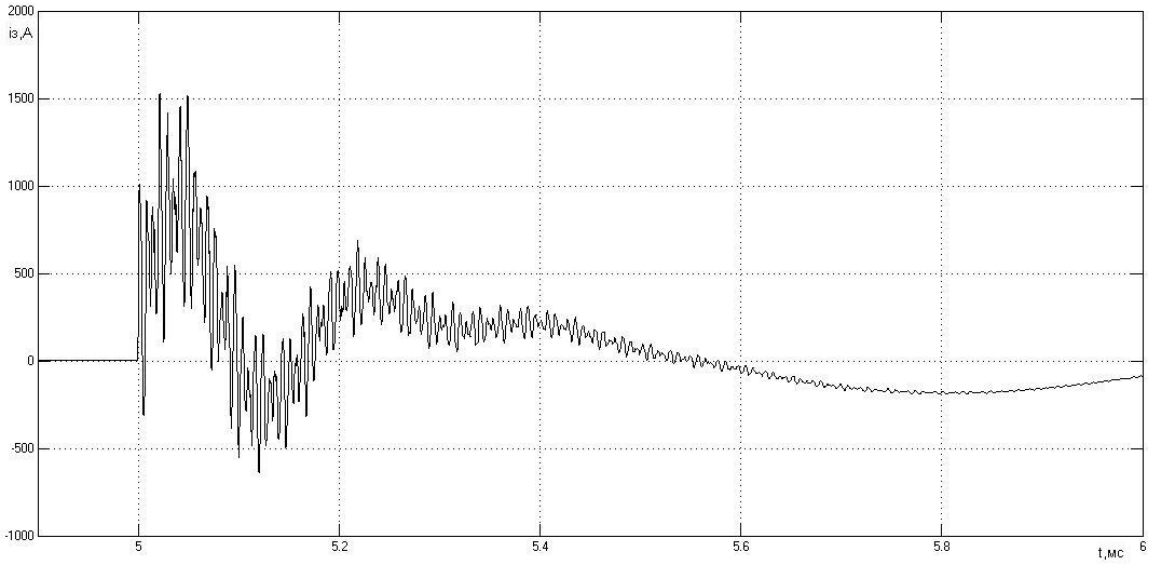


Рис. 2. Расчетная осциллограмма переходного тока в месте повреждения при ОЗЗ в промежуточной точке сети сложной конфигурации (на шинах ТП)

Дополнительные высокочастотные разрядные составляющие, имеющие, как правило, частоту порядка десятков и сотен килогерц, приводят к "зашумлению" основной составляющей, однако практически не влияют на частоту и амплитуду основной разрядной составляющей. С учетом этого при расчете основной частотной разрядной составляющей влиянием емкостей элементов сети, расположенных за местом ОЗЗ, можно пренебречь, однако эти емкости должны учитываться при расчете зарядной и принужденной составляющих. Поэтому при приближенных аналитических расчетах переходных токов может применяться двухчастотная, а не трехчастотная схема замещения.

Схема замещения для анализа переходных процессов при ОЗЗ и определение ее параметров. С учетом изложенного выше расчетную схему замещения сети кабельной сети 6-10 кВ для анализа переходных процессов при ОЗЗ не только в конце линии, но и в промежуточных точках можно представить в виде, показанном на рис. 3.

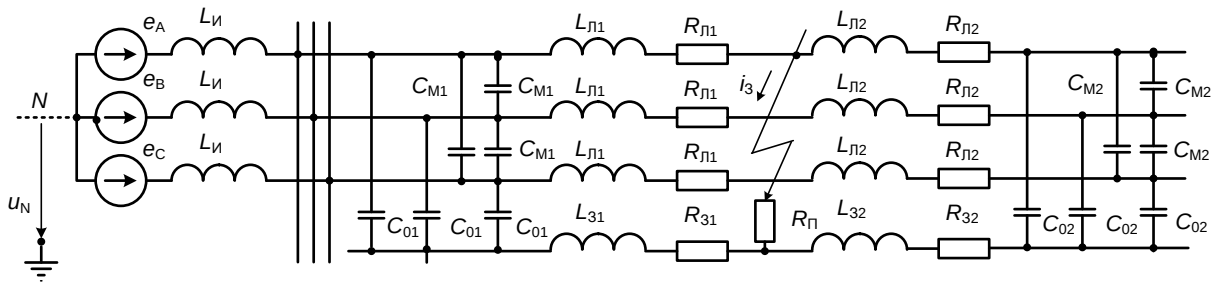


Рис. 3. Расчетная схема замещения сети 6-10 кВ для анализа переходных процессов при ОЗЗ с учетом влияния емкостей элементов, расположенных за местом повреждения

Переходный процесс при ОЗЗ в схеме по рис. 3 описывается дифференциальным уравнением 6-го порядка, т.е. исходная схема замещения является трехчастотной. Для приведения данной схемы к двухчастотной при расчете основной разрядной составляющей в схеме замещения по рис. 1 принимается: $C_{0\Sigma} = C_{01}$, $C_{M\Sigma} = C_{M1}$, $L_Л = L_{Л1}$, $L_з = L_{з1}$, $R_Л = R_{Л1}$, $R_з = R_{з1}$, а при расчете зарядной и принужденной составляющих – $C_{0\Sigma} = C_{01} + C_{02}$, $C_{M\Sigma} = C_{M1} + C_{M2}$.

Решение уравнений переходного процесса при ОЗЗ для двухчастотной схемы замещения с использованием метода симметричных составляющих приведено в [9].

Заключение.

1. Анализ результатов большого числа вычислительных экспериментов показал, что представление переходного процесса при ОЗЗ как одночастотного может приводить к существенным погрешностям в оценке амплитуд переходных токов и напряжений.

2. Двухчастотная схема замещения сети 6-10 кВ, предложенная в [1], позволяет обеспечить достаточную точность расчетов только при ОЗЗ в конце линии.

3. Для повышения точности расчетов определение основной разрядной и зарядной составляющих должно производиться по двухчастотным схемам замещения с различными параметрами элементов.

Литература

1. Каганов З.Г. Волновые напряжения в электрических машинах. – М.: Энергия, 1970.
2. Попов И.Н. О принципе выполнения защит от замыканий на землю, основанный на использовании переходных процессов // Электричество. – 1962. – № 2. – С. 14-19.
3. Качесов В.Е. Метод определения зоны однофазного замыкания в распределительных сетях под рабочим напряжением // Электричество. – 2005. – № 6. – С. 9-19.
4. Сирота И.М., Масляник В.В. Свободные емкостные токи замыкания на землю в электрических сетях с малыми токами замыкания на землю // Электричество. – 1977. – № 3. – С. 38-43.
5. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. - М.: Энергия, 1971.
6. Беляков Н.Н. Исследование перенапряжений при дуговых замыканиях на землю в сетях 6 10 кВ с изолированной нейтралью //Электричество. – 1957. – № 5.– С. 31-36.
7. Цапенко Е.Ф. Замыкания на землю в сетях 6 – 35 кВ. – М.: Энергоатомиздат, 1986.
8. Шуляк В.Г. Переходные процессы в сетях с изолированной нейтралью при замыкании на землю // Известия ВУЗов. Энергетика. – 1969. – № 1. – С. 1-9.
9. Шуин В.А. Начальные фазовые соотношения электрических величин переходного процесса при замыканиях на землю в кабельных сетях 6-10 кВ // Электричество. – 1991. – № 10. – С. 58-61.

УДК 621.3.014.7; 621.316.13

ОПТИМАЛЬНАЯ ЦИФРОВАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ СИГНАЛОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ ПРИ ОДНОФАЗНЫХ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ВОЗДУШНЫХ СЕТЯХ

С.И. Новиков, Р.Г. Хузяшев, И.Л. Кузьмин

Филиал ОАО «СО ЕЭС»

«Региональное диспетчерское управление энергосистемы Республики Татарстан», г. Казань

Надежность поставки электроэнергии является актуальнейшей задачей электроэнергетики. Наиболее слабым звеном в цепочке поставки электроэнергии

потребителям являются воздушные электросети среднего класса напряжений (6-35кВ). В настоящей работе рассматриваются алгоритмы локации сигналов тока и напряжения, порождаемых однофазными замыканиями на землю (ОЗЗ).

С целью повышения надежности локации сигналов ОЗЗ предлагается использовать алгоритм, выделяющий сигнал переходного процесса в начале развития ОЗЗ, обусловленного процессами перезаряда фазных емкостей ЛЭП. Постоянная времени этих переходных процессов (0,2-2мс) намного меньше периода промышленной частоты, что позволяет использовать алгоритмы цифровых фильтров (ЦФ) для локации ОЗЗ. К такому ЦФ предъявляются следующие требования:

- частотная характеристика цифрового фильтра, оптимальная по критерию «сигнал/шум», должна быть согласована с огибающей спектра переходного процесса и не пропускать гармонический сигнал промышленной частоты;

- интервал дискретизации АЦП устройства, согласно [1], должен быть не менее 1 мкс.

С целью реализации вычислений, не требующих высокой тактовой частоты микроконтроллера и операций умножения, были рассмотрены следующие алгоритмы. Простейший высокочастотный цифровой фильтр работает по алгоритму первой производной или «дифференциальный» алгоритм:

$$Y(i, n) = X(i) - X(i - n), \qquad (1)$$

где $X(i)$ и $Y(i)$ отсчеты входных и выходных сигналов, n – номер отсчета исследуемого входного сигнала. При этом выражение $n \cdot t$ – интервал дифференцирования, где t – интервал дискретизации.

Более сложный высокочастотный цифровой фильтр работает по алгоритму второй производной:

$$Z(i, n) = Y(i, n) - Y(i - n, n) = X(i) - X(i - n) - X(i - n) + X(i - 2 \cdot n) =$$
$$= X(i) - 2 \cdot X(i - n) + X(i - 2 \cdot n), \qquad (2)$$

где $Y(i - n, n) = X(i - n) - X(i - 2 \cdot n)$, $X(i)$ и $Y(i)$ отсчеты входных и выходных сигналов, n – номер отсчета исследуемого входного сигнала.

Амплитудно-частная характеристика цифрового фильтра (2) обладает значительным затуханием в области нижних частот, что позволяет задерживать гармонический сигнал промышленной частоты с большим ослаблением. Увеличение параметра «n» позволяет смещать амплитудно-частотную характеристику ЦФ в область нижних частот, оптимально согласуя его со спектром переходного процесса.

Аналогичные рассуждения можно применить к цифровым фильтрам, работающим по алгоритмам третьей и более высоких производных от входного сигнала.

На рис. 1 изображена амплитудно-частотная характеристика цифрового фильтра по алгоритму четвертой производной при разных значениях параметрах «n». Номер производной ЦФ обозначим символом M. Величина временного окна, в котором происходит обработка входного сигнала, равна произведению интервала дискретизации, порядка M цифрового фильтра и параметра n. В качестве аварийного сигнала ОЗЗ рассматривались осциллограммы фазных токов и напряжений, зафиксированных цифровым осциллографом для поврежденной фазы С и неповрежденной фазы А [2], при периоде дискретизации исследуемого входного сигнала 0,125 мс (рис.2, 3). Максимальное отношение «сигнал/шум» для начального всплеска, как тока, так и напряжения, получается при M=3-4, n=5-6 (рис. 4, 5). Таким па-

раметрам ЦФ соответствует временное окно величиной 1,875-3мс, что совпадает с длительностью сигнала начального переходного процесса. При этом максимум АЧХ ЦФ приходится на частоту 666-800 Гц. Наличие полос пропускания в АЧХ ЦФ на высших частотах (рис. 1) не мешает его функционированию по причине отсутствия составляющих спектра входного сигнала на этих частотах. Цифровая фильтрация позволяет обнаруживать начало ОЗЗ и по сигналу тока неповрежденной фазы *А* (рис.4), что указывает на перспективность применения оптимальной цифровой фильтрации для выделения малых по величине аварийных сигналов.

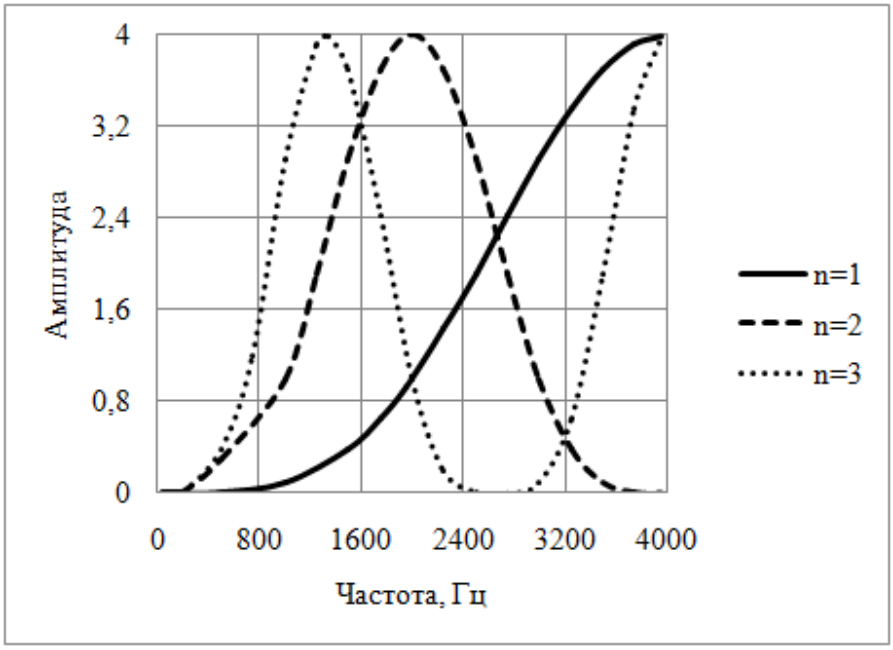


Рис. 1.Амплитудно-частотная характеристика цифрового фильтра по алгоритму четвертой производной

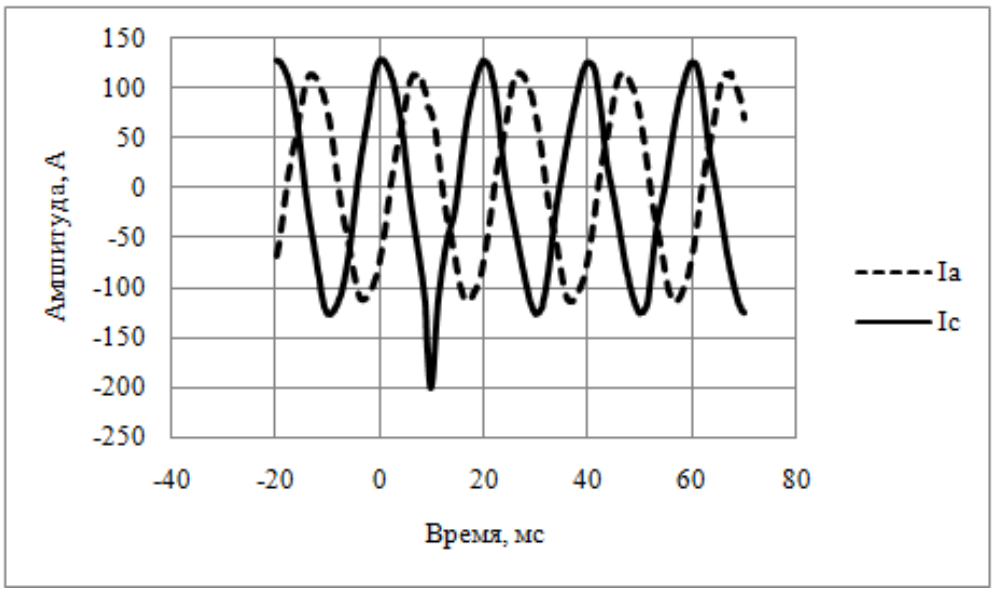


Рис. 2. Осциллограммы токов поврежденной фазы *С* и неповрежденной фазы *А*

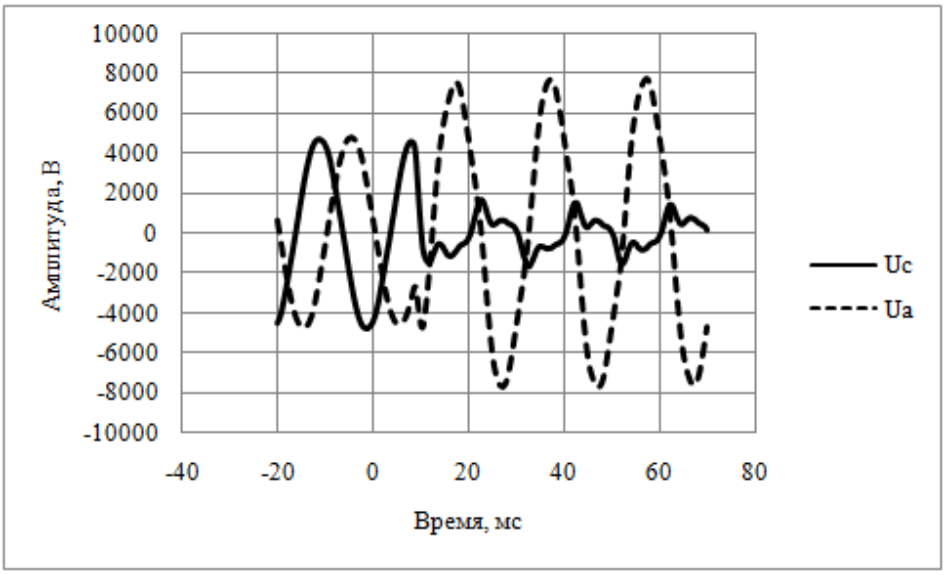


Рис. 3. Осциллограммы напряжений поврежденной фазы *C* и неповрежденной фазы *A*

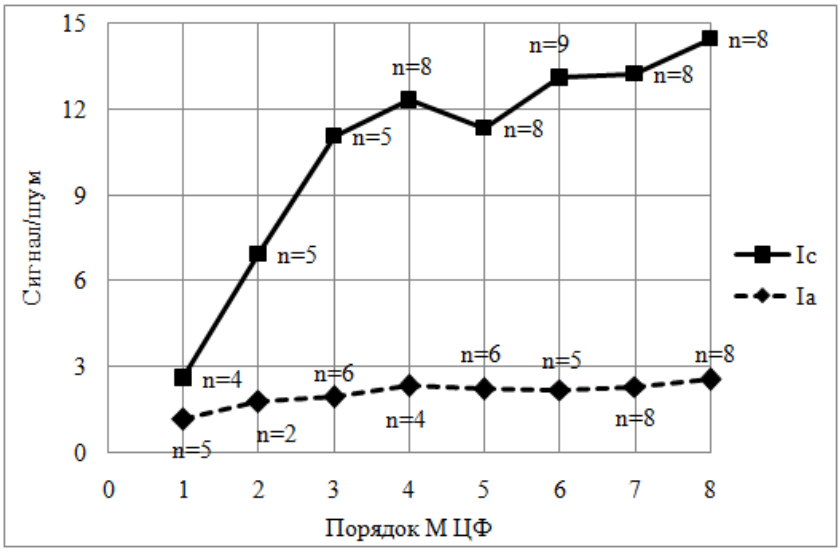


Рис. 4.Зависимость выходного сигнала тока от порядка *M* цифрового фильтра

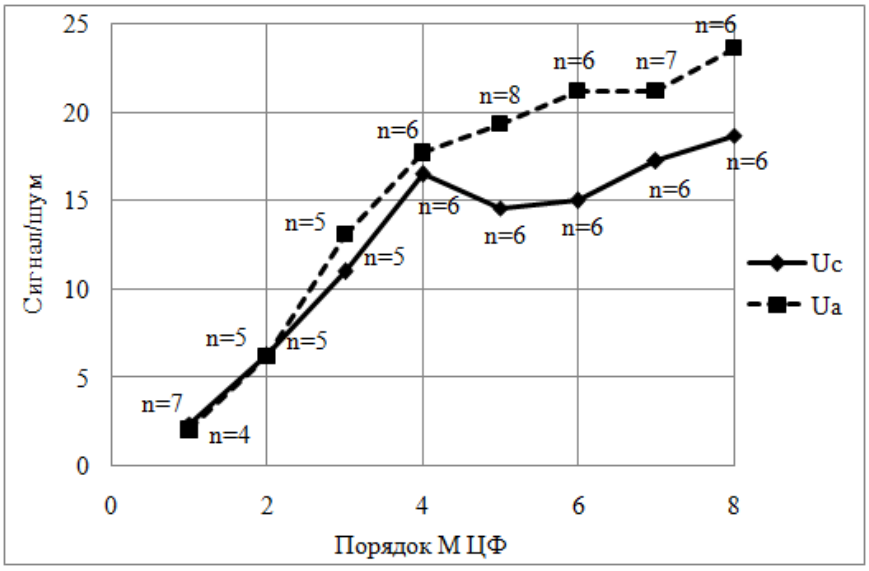


Рис. 5.Зависимость выходного сигнала напряжения от порядка *M* цифрового фильтра

Выводы.

1. Рассмотрен класс ЦФ, в которых возможно исключить операцию умножения, с целью их реализации в автономных цифровых устройствах мониторинга аварийных режимов ЛЭП для оптимальной, по критерию «сигнал/шум», фильтрации аварийных сигналов малой интенсивности.

2. Показана эффективность предложенного алгоритма ЦФ для выделения начала аварии ОЗЗ как по сигналам фазного тока, так и по сигналам фазного напряжения.

Литература

1. Пат. 2372624 РФ, МПК G01R 31/08 Способ определения места однофазного замыкания в разветвленной воздушной линии электропередач, способ определения места междуфазного короткого замыкания в разветвленной воздушной линии электропередач и устройство контроля тока и напряжения для их осуществления / Р.Г. Хузяшев, И.Л. Кузьмин. № 2008109491/28, заявл. 12.03.2008, опубл. 10.11.09, Бюл. №31.,
2. Хузяшев Р.Г., Кузьмин И.Л., Новиков С.И. Экспериментальный анализ изменения векторной диаграммы фазных напряжений при однофазном замыкании на землю // Научные труды III Международной научно-технической конференции «Электроэнергетика глазами молодёжи». 2 том. – Екатеринбург. – 2012. – С. 300-302.

УДК 621.316.925

АЛГОРИТМЫ РАБОТЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННО-РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СИСТЕМЫ ДУГОВОЙ ЗАЩИТЫ КРУ 6-10 КВ С АКТИВНЫМИ ДАТЧИКАМИ ИНФОРМАЦИИ

А.В. Носиковский, В.И. Нагай
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

На подстанциях с комплектными распределительными устройствами (КРУ) напряжением 6-10 кВ при оснащении таких электроустановок дуговой защитой немаловажными факторами являются: минимизация стоимости оборудования и аппаратуры, гибкость схемных решений для различных конструктивных исполнений и схем защищаемого оборудования, надежность и в том числе возможность резервирования при отказе, как отдельных элементов релейной защиты, так и коммутационных аппаратов подстанции. Поэтому достаточно важной темой при построении защиты остается возможность оптимальной реализации системы защиты в конкретных условиях [1,2]. Отличительной особенностью предложенной централизованно-распределенной системы дуговой защиты с активными оптическими датчиками информации является гибкость ее структуры. Так в защите сочетается возможность построения системы, как на основе принципа индивидуального исполнения, так и централизованного исполнения.

На рис. 1 представлен пример реализации централизованно-распределенной системы дуговой защиты для двухтрансформаторной подстанции. В релейных отсеках каждой ячейки устанавливаются локальные устройства (ЛУ1 – ЛУ10), а цен-

тральное устройство управления (ЦУУ1, ЦУУ2) размещается в одном из релейных отсеков ячейки ввода секции КРУ или на релейном щите подстанции. Локальные устройства могут обмениваться информацией с центральным устройством управления посредством шины данных (ШД1, ШД2). В отсеке шинного моста (зона 3), отсеках выключателей (зоны 2, 4 и 6), отсеках ТТ (зоны 1 и 5) и отсеке секционного разъединителя (зона 7) устанавливаются активные датчики информации (АДИ1 – АДИ26). К локальным устройствам подключается пусковые органы ПО1 или ПО2, обеспечивающие контроль токов.

Алгоритм функционирования системы определяется зоной защиты, в которой произошло короткое замыкание (КЗ), а также местом установки локальных устройств. Так, например, если КЗ произошло в отсеке ТТ ячейки присоединения, выходные реле локальных устройств обеспечивают формирование воздействия на соответствующие выключатели линейных присоединений *Q5*-*Q8* (*Q10*-*Q11*), и с выдержкой времени на выключатели *Q3* (*Q4*) и *Q9* если повреждение не устранилось.

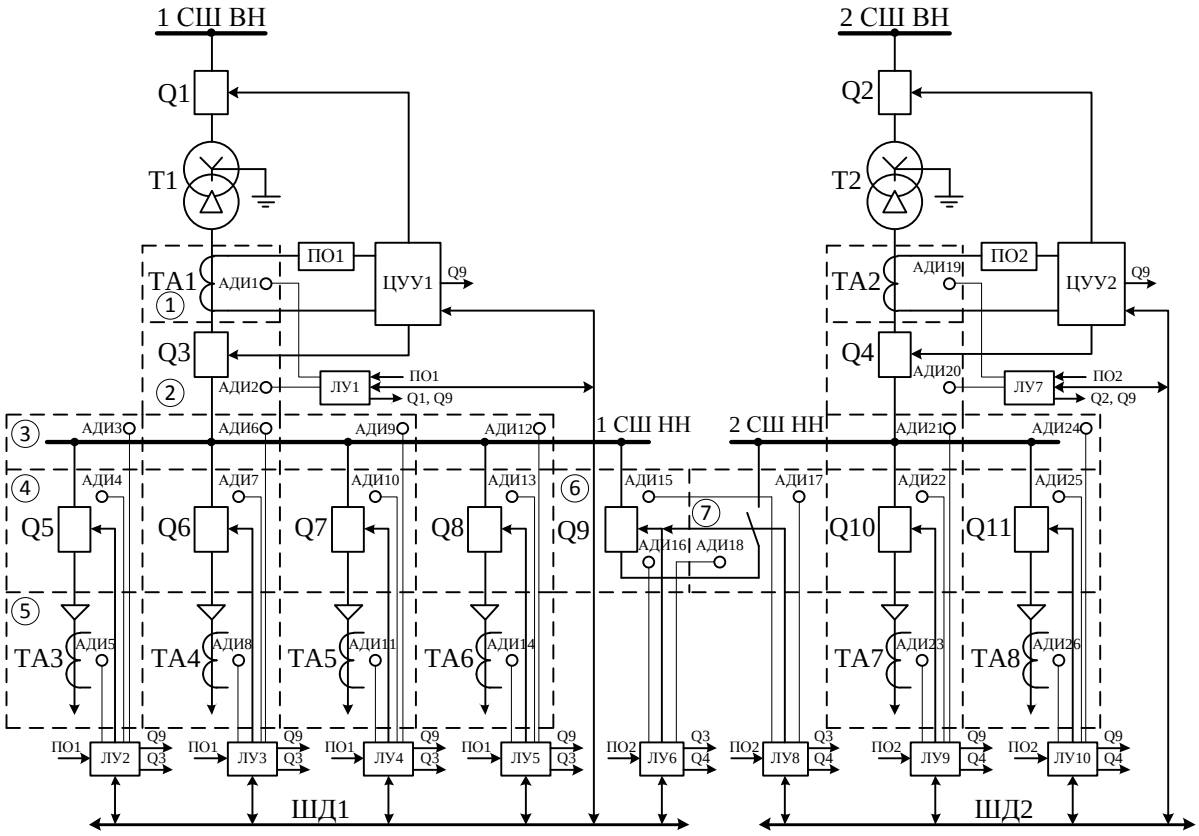


Рис.1 Пример реализации централизованно-распределенной системы дуговой защиты для двухтрансформаторной подстанции

Алгоритм функционирования для дугового КЗ в рассматриваемой зоне может быть представлен в виде:

$$F_{1n} = (X_{\text{ПО}k} + X_{\text{ЦУУ}k})\&Y_{\text{ТТ}n}\&\overline{(Y_{\text{ВП}n} + Y_{\text{Ш}n})} \quad (1)$$

$$F_{2n} = F_{1n}\&D_{T1} \quad (2)$$

где F_{1n} – выходной сигнал воздействия n-го локального устройства на отключение соответствующего выключателя отходящего присоединения; F_{2n} – выходной сигнал воздействия n-го локального устройства на отключение секционного выключателя и выключателя ввода; $X_{\text{ПО}k}$ – разрешающий сигнал пускового органа подключенного к трансформаторам тока ввода; $X_{\text{ЦУУ}k}$ – разрешающий сигнал пускового органа в составе соответствующего ЦУУ (контролирует токи прямой и обратной последовательности); $Y_{\text{ТТ}n}$ – сигнал датчика, установленного в отсеке трансформаторов тока и кабельной разделки; $Y_{\text{ВП}n}$ – сигнал датчика установленного в отсеке высоковольтного выключателя ячейки присоединения; $Y_{\text{Ш}n}$ – сигнал датчика установленного в шинном отсеке; D_{T1} – первая выдержка времени.

При КЗ в отсеке выключателей или шинном отсеке ячейки присоединения локальные устройства без выдержки времени воздействуют на выключатели ячейки ввода *Q3* (*Q4*) и секционный выключатель *Q9*, а ЦУУ с выдержкой времени воздействуют на выключатели стороны высшего напряжения *Q1* (*Q2*) если повреждение не устранилось. Алгоритм действия защиты для данного случая:

$$F_{3n} = (X_{\text{ПО}k} + X_{\text{ЦУУ}k})\&(Y_{\text{ВП}n} + Y_{\text{Ш}n}), \quad (3)$$

$$F_{1m} = X_{\text{ЦУУ}k}\&(Y_{\text{ТТ}n} + Y_{\text{ВП}n} + Y_{\text{Ш}n})\&D_{T2}. \quad (4)$$

где F_{3n} – выходной сигнал воздействия n-го локального устройства на отключение секционного выключателя и выключателя ввода без выдержки времени; F_{1m} – выходной сигнал воздействия ЦУУ на отключение выключателя стороны высшего напряжения; D_{T2} – вторая выдержка времени, причем $D_{T2} > D_{T1}$.

При повреждении в ячейке ввода отключаются секционный выключатель *Q9* и выключатель стороны высшего напряжения *Q1* (*Q2*), при этом локальное устройство, установленное в данной ячейке, действует по алгоритму (3) с тем отличием, что воздействие производится на указанные выключатели, а $Y_{\text{Ш}n} = Y_{\text{ТТ}n}$.

В случае возникновения КЗ в отсеке секционного разъединителя алгоритм работы аналогичен (1) при воздействии локального устройства на отключение секционного выключателя *Q9* и выключателя ввода *Q4*:

$$F_{1n} = (X_{\text{ПО}k} + X_{\text{ЦУУ}k})\&Y_{\text{СР}}\&\overline{Y_{\text{СВ}}}. \quad (5)$$

где $Y_{\text{СР}}$ – сигнал датчика установленного в отсеке секционного разъединителя ($Y_{\text{СР}} = Y_{\text{ТТ}n}$); $Y_{\text{СВ}}$ – сигнал датчика установленного в отсеке секционного выключателя ($Y_{\text{СВ}} = Y_{\text{ВП}n}$).

При КЗ в отсеке секционного выключателя локальное устройство воздействует на отключение выключателей ввода *Q3* и *Q4*, а алгоритм его работы аналогичен (3):

$$F_{3n} = (X_{\text{ПО}k} + X_{\text{ЦУУ}k})\&Y_{\text{СВ}}. \quad (6)$$

ЦУУ при КЗ в ячейке секционного выключателя (в любом отсеке), в случае если повреждение не устранилось, работает аналогично алгоритму (4) с воздействием на отключение выключателя стороны высшего напряжения *Q1* (*Q2*):

$$F_{1m} = X_{\text{ЦУУ}k}\&(Y_{\text{СР}} + Y_{\text{СВ}})\&D_{T2}. \quad (7)$$

На подстанциях с малым количеством отходящих присоединений предусмотрена возможность реализации системы дуговой защиты по принципу индивидуального исполнения. При этом локальные устройства могут работать индивидуально и отсутствует необходимость в установке центрального устройства управле-

ния. В данном случае срабатывание активных датчиков информации может контролироваться пусковыми органами других защит. При этом дуговая защита работает согласно алгоритмам (1–3).

Вывод.

Предложенная реализация быстродействующей дуговой защиты комплектных распределительных устройств на основе централизованно-распределенной системы обеспечивает минимизацию затрат на ее построение, гибкость структуры, возможность резервирования как при отказе отдельных элементов, так и отказе коммутационных аппаратов.

Литература

1. Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. – Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.
2. Нагай В.И., Луконин А.В., Сарры С.В., Нагай И.В. Устройство многоканальной дуговой защиты комплектных распределительных устройств // Патент на полезную модель 71043 РФ. МПК. H02H 7/22, H02H 3/08.-Заявл. 02.04.07; Опубл. 20.02.2008, Бюл. № 5.

УДК 621.316.925

ЦЕНТРАЛИЗОВАННО-РАСПРЕДЕЛЕННАЯ СИСТЕМА ДУГОВОЙ ЗАЩИТЫ КРУ 6-10 КВ С АКТИВНЫМИ ДАТЧИКАМИ ИНФОРМАЦИИ

А.В. Носиковский, В.И. Нагай
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

Широко распространенным элементом распределительных электрических сетей являются комплектные распределительные устройства внутренней и наружной установки (КРУ(Н)) напряжением 6-10кВ. Электрическая дуга, появляющаяся в указанных электроустановках при междуфазных коротких замыканиях (КЗ), обладает огромной мощностью и в малый промежуток времени выделяет в окружающее пространство большое количество тепловой энергии, что представляет серьезную угрозу эксплуатационному персоналу и может привести к повреждению значительного числа ячеек распределительного устройства. Это требует частичной или полной замены распределительного устройства, а длительное отключение электропитания вызывает существенные экономические потери как для поставщика, так и для потребителя электроэнергии. С учетом этого предусматривается оснащение электроустановок корпусной конструкции защитой от дуговых КЗ, обеспечивающей селективное и быстродействующее их отключение.

Многолетний опыт разработки и внедрения дуговых защит КРУ в ЮРГПУ(НПИ) позволил выявить некоторые проблемы их функционирования, одной из которых является недостаточная помехозащищенность существующих оптико-электрических датчиков и каналов передачи информации. Так, например, фотодиод, работающий в режиме обратного смещения, обладает высоким сопротивлением и поэтому из-за электромагнитного влияния электроустановок в проводах, со-

единяющих датчик с устройством защиты, возможны появления помех, искажающих полезный электрический сигнал, что требует проведения специальных мероприятий, исключающих ложную работу или отказ защиты. Авторами выполнена разработка новой централизованно-распределенной системы дуговой защиты с активными оптическими датчиками информации, целью которой было решение проблемы электромагнитной совместимости, возможности использования большего количества информационных признаков для выявления дугового КЗ и расширение функциональных возможностей устройства.

На рис.1 представлена структурная схема централизованно-распределенной системы дуговой защиты, в состав которой входят активные датчики информации (АДИ), локальные устройства (ЛУ) и центральное устройство управления (ЦУУ). Активные датчики информации подключаются к локальным устройствам с помощью линии связи (ЛС), а последние в свою очередь соединены с центральным устройством управления информационной шиной данных (ШД).

Активные датчики информации располагаются в отсеках защищаемых ячеек КРУ и состоят из следующих элементов: фотодиода (ФД1), подключенного к измерительному органу (ИО1), устройства обработки информации (УОИ1.1), органа тестирования (ТО1) и устройства связи (УС1.1).

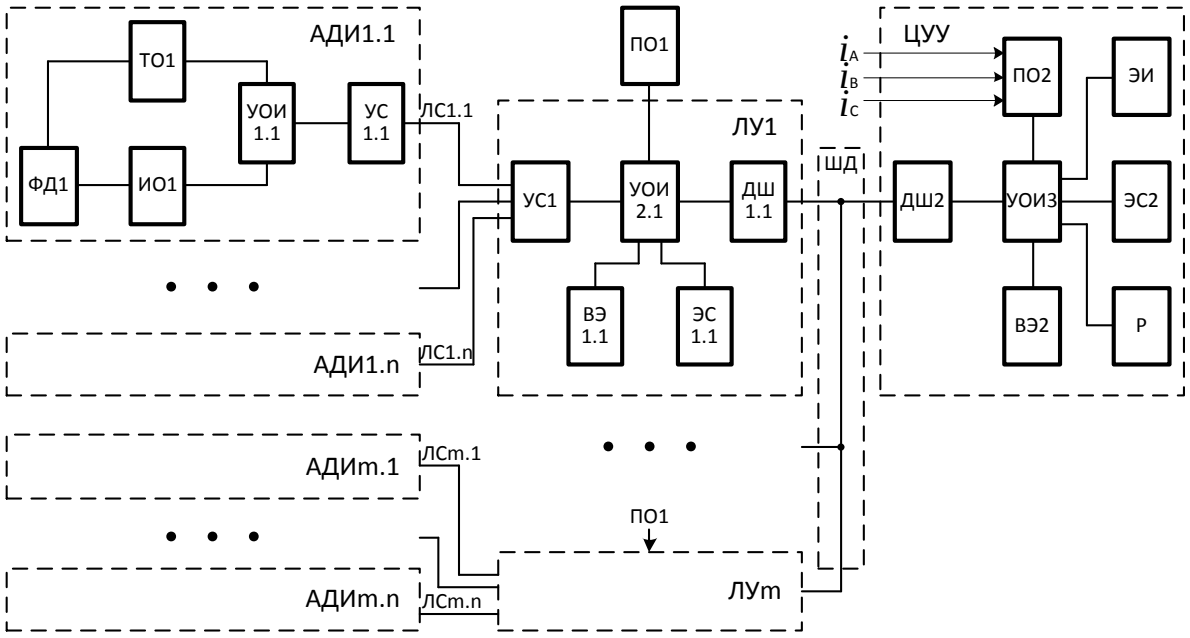


Рис. 1. Структурная схема централизованно-распределенной системы дуговой защиты

При появлении в защищаемой зоне электрической дуги активный датчик информации обеспечивает контроль уровня светового потока в определенном спектре частот и формирует сигнал, разрешающий отключение электроустановки. Конструкция датчика такова, что фотоэлемент подключается к измерительному устройству непосредственно, чем достигается повышение помехоустойчивости и снижение вероятности искажения измеряемого светового потока. Вместе с этим канал передачи информации по линии связи между активным датчиком информации и локальным устройством организован на базе помехозащищенного интерфейса связи

«токовая петля», а информация о состоянии датчика передается логическими сигналами, что увеличивает помехоустойчивость передаваемой по линии связи информации. Также в датчике организована возможность автоматического тестового контроля и в случае неисправности он выводится из работы, а любые сигналы, поступающие от него, будут игнорироваться.

Локальные устройства могут располагаться в релейном отсеке шкафа КРУ и в их состав входят устройство связи (УС1), устройство обработки информации (УОИ2.1), драйверы шины данных (ДШ1.1), выходной (ВЭ1.1) и сигнальный элементы (ЭС1.1). Локальное устройство обрабатывает данные о состоянии подключенных к нему активных датчиков информации и в случае их срабатывания, с контролем от пусковых органов ПО1 или ПО2, формируется сигнал на отключение повреждения.

Число активных датчиков информации АДИn , как правило, равно числу защищаемых отсеков n одной ячейки (шинного моста) КРУ, а число локальных устройств ЛУm определяется количеством ячеек m одной секции шин.

Центральное устройство управления (ЦУУ) состоит из устройства обработки информации (УОИ3), драйвера шины данных (ДШ2), пускового органа (ПО2), регистратора событий (Р), элемента индикации (ЭИ), сигнального (ЭС2) и выходного элементов (ВЭ2). Центральное устройство управления при получении информации от локальных устройств о срабатывании датчиков позволяет произвести отключение стороны высшего напряжения питающего трансформатора, тем самым резервируя работу локальных устройств. Обмен данными между ЦУУ и ЛУ производится по протоколу, позволяющему осуществлять арбитраж для разрешения конфликтных ситуаций в случае передачи данных сразу несколькими устройствами и имеющему несколько механизмов контроля и предотвращения ошибок. Шина данных выполняется в виде дифференциальной пары, что значительно повышает помехоустойчивость передаваемой информации. Также производится запись всех событий в регистраторе, а на элементе индикации возможен вывод информации о месте повреждения, неисправности датчиков или локальных устройств.

Короткие замыкания в ячейках КРУ, как правило, развиваются из однофазных замыканий с последующим переходом в двухфазные и затем в трехфазные КЗ. Также возможно появление двухфазного КЗ с развитием в трехфазное КЗ. Двухфазное КЗ сопровождается появлением симметричных составляющих токов обратной последовательности. При переходе в трехфазное КЗ несимметрия не исчезает, что обусловлено неравенством длин электрических дуг, а также возможным их горением между крайними фазами и средней фазой [1,2]. Следовательно, достаточно эффективным способом выявления наличия электрической дуги является контроль токов обратной последовательности. Поэтому в защите для повышения надежности распознавания дугового КЗ предусмотрен пусковой орган ПО2, позволяющий наряду с контролем величины фазных токов выполнить контроль токов обратной последовательности.

Расчет токов фаз и токов обратной последовательности выполняется с применением алгоритмов дискретного преобразования Фурье (ДПФ)[3]. Данная операция позволяет разложить оцифрованный сигнал в определенный спектр частот и рассчитать амплитуду каждой из них. Общий вид ДПФ:

$$I_{\phi}(k) = \frac{1}{L}\sum_{l=0}^{L-1} i(l) e^{-j\frac{2\pi lk}{L}} \qquad 0 \le k \le L\text{-}1,$$

где $I_{\phi}(k)$ – амплитуда тока k-ой гармоники, L – количество выборок, $i(l)$ – значение l-ной выборки тока, k – номер гармоники.

По выборкам оцифрованного сигнала тока можно найти действительное и мнимое значение каждой из гармоник k:

$$I_{Re}(k) = \frac{2}{L}\sum_{l=0}^{L-1} i(l)\cos\left(\frac{2\pi lk}{L}\right) \qquad \text{– действительное значение,}$$

$$I_{Im}(k) = -\frac{2}{L}\sum_{l=0}^{L-1} i(l)\sin\left(\frac{2\pi lk}{L}\right) \qquad \text{– мнимое значение.}$$

По полученным значениям определяются амплитуда и аргумент k-ой гармоники фазного тока:

$$\left|I_{\phi}(k)\right| = \sqrt{I_{Re}^2(k) + I_{Im}^2(k)} \quad \text{– амплитуда,}$$

$$\varphi(k) = arctan\left(\frac{I_{Im}(k)}{I_{Re}(k)}\right) \qquad \text{– аргумент.}$$

Применяя метод симметричных составляющих, определяются токи прямой и обратной последовательностей, что позволяет надежно выявить дуговое короткое замыкание.

Таким образом, рассмотренные выше мероприятия позволяют увеличить помехоустойчивость дуговой защиты, повышают ее чувствительность к дуговым коротким замыканиям, значительно расширяют функциональные возможности устройства.

Выводы

1. Решение проблемы электромагнитной совместимости активных оптических датчиков с высоковольтным сильноточным оборудованием КРУ обеспечивается за счет использования канала передачи информации по линии связи между активным датчиком информации и локальным устройством типа «токовая петля», что также позволяет повысить надежность функционирования дуговой защиты в целом, в том числе и за счет упрощения контроля их состояния.

2. Гибкость структуры централизованно-распределенной дуговой защиты и возможность наращивания при расширении подстанции достигнута за счет использования шины данных в виде дифференциальной пары.

3. Контроль не только уровня светового потока, но и токов обратной и прямой последовательностей повышает достоверность распознавания дуговых коротких замыканий в КРУ.

Литература

1. Майкопар А.С. Дуговые замыкания на линиях электропередачи. – М.; Л.: Энергия, 1965. – 200 с.
2. Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. – Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.
3. Солонина А.И., Улахович Д.А., Яковлев Л.А. Алгоритмы и процессоры цифровой обработки сигналов. – СПб.: БХВ-Петербург, 2001. – 464 с.

УДК 621.316.925.1

ДИАГНОСТИКА ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ РЗА НА ОСНОВЕ ИЗБЫТОЧНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ

А.Н. Подшивалин, Н.М. Александров
Исследовательский центр «Бреслер», НПП «Динамика» г. Чебоксары

В настоящее время стандарт МЭК 61850 «Сети и системы связи на подстанциях» [1] активно внедряется и используется в энергетике всего мира. С внедрением этого стандарта подстанции переходят на новую ступень связи и обмена данными. Снимаются вопросы взаимной функциональной совместимости устройств различных производителей. Вторая редакция стандарта («Коммуникационные сети и системы для автоматизации электрических сетей») расширяет возможности его применения – предложен обмен данными не только внутри подстанции, но и между подстанциями.

Стандарт включает в себя передачу GOOSE сообщений между устройствами защиты или интеллектуальными электронными устройствами (ИЭУ), а также распространение данных от первичных измерителей по шине процесса согласно части 9-2 (Sampled Values или SV). Это позволяет обеспечить все ИЭУ, находящиеся в этой локальной сети, необходимыми данными в режиме реального времени, а также сократить число первичных измерителей тока, повысив точность и стабильность измерений.

Данный стандарт предоставляет новые возможности для реализации алгоритмов защиты и диагностики работы системы РЗА за счет расширения количества доступной информации.

Любое устройство РЗА в своей работе использует измеренные значения токов и напряжений. Его правильная работа зависит от правильного преобразования первичных уровней во вторичные, или, как в случае со стандартом МЭК 61850 – преобразование в цифровой код. Однако может возникнуть ситуация, когда такое измерение будет произведено неправильно.

В традиционных схемах защит предусматривались цепи локального контроля измерительных цепей именно этой защиты. Тем не менее, в отдельных случаях неправильную работу защит предотвратить было невозможно. Предлагаемый подход расширяет возможности диагностики за счет использования увеличенного числа измерений, в том числе и избыточных.

Стандарт МЭК 61850 предполагает, что любому устройству РЗА могут быть доступны значения токов и напряжений не только собственного защищаемого участка сети, но и в других частях сети, поскольку система РЗА находится в едином информационном пространстве, реализуемом сетью Ethernet.

В настоящей статье рассматривается методика определения наличия ошибочных измерений тока на примере схемы 5АН-Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов [2] (рис. 1).

Для формализации описания топологии схемы примем, что каждая ветвь содержит не более одного коммутационного аппарата (разъединителя или выключателя) и не более одного измерительного преобразователя тока. Очевидно, возникает необходимость вводить дополнительные узлы (например, 5 и 6), от которых отходит не более двух ветвей. Тогда в рассматриваемой схеме обнаруживается 11 узлов

и 11 ветвей. Для дальнейшего обобщения введем четыре дополнительные ветви, ограниченные только одним узлом.

Матрица инциденций **A** однозначно описывает предложенную схему. Число столбцов *n* матрицы соответствует числу обозначенных ветвей, число строк *m* – числу узлов. Тогда каждый элемент матрицы $A_{i,j}$ принимает следующие значения:

0, если узел *i* и ветвь *j* не связаны друг с другом;

1, если ток ветви *j* вытекает из узла *i*;

-1, если ток ветви *j* втекает в узел *i*.

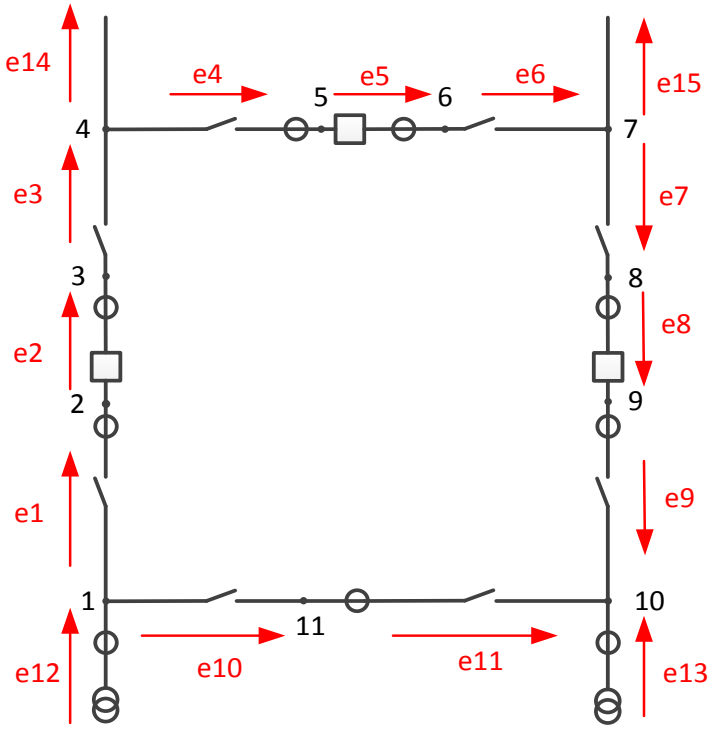


Рис. 1. Схема 5АН-Мостик

Для выбранной схемы по рис. 1 матрица инциденций **A** имеет следующий вид:

$$\mathbf{A} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & -1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

Матрица **A** может быть использована для проверки правильности измерений, произведенных на защищаемом объекте, например, в соответствии с первым законом Кирхгофа. Для известных значений токов ветвей I_j выполнение равенства

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{I} = 0 \qquad (1)$$

означает соответствие токов и заданной топологии сети. Равенство (1) целесообразно использовать для комплексных величин основной гармоники или для мгновенных значений тока.

Однако несложно заметить, что в предложенной схеме 5АН – «мостик» измеряются лишь 9 токов, что меньше общего числа ветвей, равного 15. Применение выражения (1) для диагностики информации о токах невозможно. Тем не менее, неизмеряемые токи ветвей могут быть найдены из выражения (1) в соответствии с первым законом Кирхгофа в предположении, что все измерения верные. Для этого вектор токов ***I*** необходимо разбить на 2 подвектора: вектор измеряемых токов I_α и вектор расчетных токов I_x. Как следствие, образуются две матрицы инциденций, связанные с двумя группами токов:$\mathbf{A_\alpha}$ и $\mathbf{A_x}$.

Из (1) следует уравнение:

$$\mathbf{A_\alpha} \cdot \mathbf{I_\alpha} = \mathbf{A_x} \cdot \mathbf{I_x} \qquad (2)$$

в результате решения которого можно получить матрицу расчетных токов I_x, которые дополнят матрицу известных токов и будут использованы для проверки правильности измерений. В зависимости от различных условий уравнение (2) может не иметь однозначного решения. Тогда рекомендуется получать решение по методу наименьших квадратов. Проверка соответствия измерений заключается в нахождении невязки

$$\mathbf{E}=\mathbf{A}*\mathbf{I}, \qquad (3)$$

где ***I*** – вектор, содержащий измеренные и расчетные величины токов.

Множество $L_E=\{i, \varepsilon_i>\varepsilon_0\}$, где ε_0 – заданная величина невязки, указывает на узлы, в которых сумма токов, сходящихся в узле, отлична от нуля. Ошибочные измерения имеют прямое или косвенное отношение к этим узлам. Возможно дальнейшее исследование электрической схемы с целью поиска одного или нескольких ошибочных токов.

Таблица 1

Выявление ошибки в измерениях

Ток ветви	Характеристика ветви
e1	выявляемая
e2	выявляемая
e3	выявляемая
e4	не выявляемая
e5	не выявляемая
e6	выявляемая
e7	выявляемая
e8	выявляемая
e9	выявляемая
e10	выявляемая
e11	выявляемая
e12	выявляемая
e13	выявляемая
e14	выявляемая
e15	выявляемая

Проведен анализ выявительной способности алгоритма при допущении одного ошибочного замера в схеме на рис. 1. Результаты его работы представлены в табл. 1. Как видно, существуют случаи, когда метод не выявляет ошибку, а "компенсирует" ее за счет вычисляемых значений токов. Это происходит в тех случаях, когда измерений недостаточно для контроля всех ветвей электрической цепи. Соответствующие ветви могут быть выявлены в ходе топологического анализа на предварительной стадии, а надежности измерения связанных токов может быть уделено особое внимание.

Выводы.

В настоящем исследовании изложена методика определения достоверности значений токов, получаемых от измерительных преобразователей на подстанции. Ее достоинством является высокая степень формализации алгоритма. В процессе решения определению подлежат все неизвестные токи системы. Представлен пример применения методики к расчету схемы "мостик".

Литература

1. ГОСТ Р МЭК 61850-3-2005 «Сети и системы связи на подстанциях», 2005. – 15 с.
2. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения», 2008. – 132 с.

УДК 621.311.2

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ЧИСЛА СТУПЕНЕЙ ТИРИСТОРНОГО УСТРОЙСТВА ГАШЕНИЯ ПОЛЯ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА

А.В. Прокудин, М.Е. Гольдштейн
Южно-Уральский государственный университет
(Национальный исследовательский университет), г. Челябинск

Гашение магнитного поля является основным способом снижения объема повреждений синхронного генератора при возникновении аварии. Основная трудность процесса гашения поля заключается в необходимости быстро вывести и рассеять значительную энергию, накопленную в магнитной системе синхронной машины.

Тиристорное устройство гашения поля (ТУГП), как и, известные автомат гашения поля (АГП) и устройство гашения поля (УГП) с нелинейным резистором [1,2], в процессе гашения поля поддерживает постоянное значение напряжения на обмотке ротора [2]. Только в этом случае достигается максимальная скорость выведения энергии и ограничивается величина перенапряжений, воздействующих на изоляцию ротора [2].

Постоянство величины напряжения на выводах обмотки возбуждения в процессе гашения поля обеспечивается путем ступенчатого увеличения эквивалентного сопротивления ТУГП, подключенного параллельно обмотке ротора. При этом процесс гашения поля разбивается на N интервалов. На протяжении каждого интервала ТУГП обладает определенной величиной постоянного сопротивления R_k. Конструктивно переключаемый резистор ТУГП удобно набрать из параллельно вклю-

чаемых резисторов (звеньев). Эквивалентное сопротивление такого резистора при включенных *k* звеньях:

$$R(k) = \frac{U_{f\,max}}{2I_{fn}} \cdot \left(\frac{U_{f\,max}}{U_{f\,max} - \Delta U_{fn}} \right)^{(N-k)} \qquad (1)$$

В начале процесса гашения поля, в самом тяжелом случае, ток возбуждения равен току двойной форсировки $2I_{fn}$ (1), включено N звеньев и величина сопротивления ТУГП ограничивается допустимой амплитудой перенапряжений U_{fmax}. С течением времени величина тока возбуждения снижается и уменьшается напряжение на выводах обмотки. При достижении напряжением величины $U_{fmax} - \Delta U_{fn}$ происходит отключение очередного звена и эквивалентное сопротивление скачкообразно возрастает. Так происходит до тех пор, пока в работе не останется одно звено резистора ТУГП. После этого процесс изменения тока и напряжения обмотки возбуждения определяется экспоненциальным законом.

До момента отключения предпоследнего звена на обмотке возбуждения среднее значение напряжения:

$$U_f = U_{f\,max} - \frac{1}{2}\Delta U_{fn} \qquad (2)$$

Время гашения поля определяется величиной U_f (2) и длительностью интервала, в течении которого это напряжение поддерживается. Эти факторы зависят от числа звеньев ТУГП N и величины пульсаций напряжения ΔU_{fn}. Если принять минимально достижимое время гашения поля 0,18 от собственной постоянной времени обмотки возбуждения τ_f [2], то зависимость времени гашения от числа звеньев ТУГП (рис.1) уже при N=10 практически приближается к минимально достижимому значению. Пример зависимости времени гашения поля от числа звеньев ТУГП для ΔU_{fn}, равного 3,5 от номинального напряжения возбуждения U_{fn}, приведен на рис. 1.

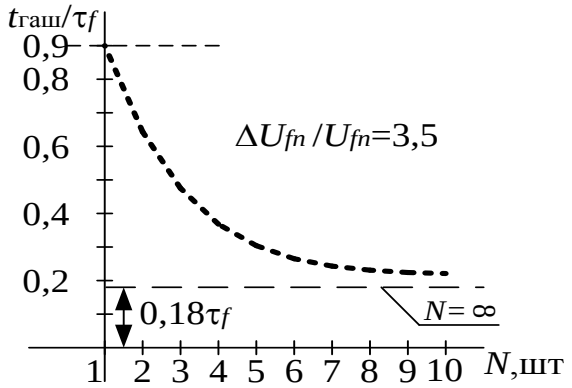


Рис. 1. Зависимость времени гашения поля от числа звеньев ТУГП

Причем уже при N=5 время гашения существенно меньше величины $0{,}9\tau_f$, соответствующей гашению поля на постоянном сопротивлении. Такое гашение поля сегодня широко применяется для генераторов до 63 МВт. Рассматривая величины рассеянной энергии в каждом из N звеньев (таблицы 1 и 2), полученные по результатам математического моделирования схем с параллельным и последовательным соединением резисторов, можно сделать вывод об отсутствии необходимости в

большом числе ступеней ТУГП, так как вклад последних ступеней незначителен. Особенно это проявляется при последовательном соединении (таблица 2). На звенья №№ 6…10, вступающие в работу на завершающем этапе гашения поля, приходится 0,81% от всей рассеянной энергии, и исключение этих звеньев к существенному росту времени гашения не приведет. Однако схема с параллельным соединением технологически проще реализовать цепи управления тиристорами, которые переключают резисторы звеньев.

Таблица 1

Рассеянная энергия по параллельно включенным звеньям

№звена	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ΔW, %	9,7	9,7	9,7	9,6	9,5	9,4	9,1	9,1	7,3	4,9

Таблица 2

Рассеянная энергия по последовательно включенным звеньям

№звена	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ΔW, %	60,1	17,1	6,0	2,4	1,0	0,4	0,18	0,18	0,04	0,01

Заметим что, как в случае последовательного соединения звеньев, так и в случае параллельного в обмотке возбуждения рассеивается 13,3% накопленной энергии.

Оптимальное число звеньев N выбирается не только исходя из желаемого времени гашения, но и с учетом размаха пульсаций ΔU_{fn}. Взаимосвязь этих величин можно проследить на рис. 2.

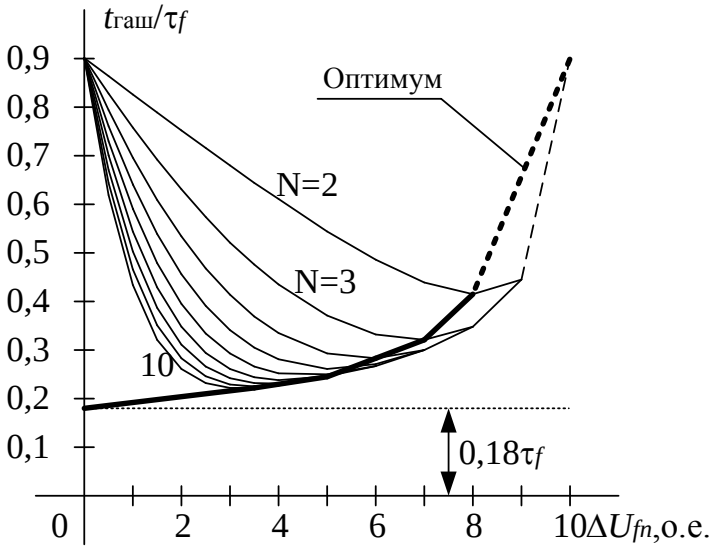


Рис. 2. Зависимость времени гашения от величины размаха пульсаций при разном количестве звеньев ТУГП

Пунктирные участки линий на рис. 2 соответствуют теоретически возможному режиму работы, но практической ценности они не имеют, так как возможно только целое число ступеней.

Таким образом, зная параметры возбуждения генератора, стоимость и характеристики комплектующих ТУГП, становится возможным определить экономически обоснованное число звеньев N и величину пульсаций ΔU_{fn} для достижения приемлемого времени гашения поля рассматриваемого синхронного генератора. При этом возможна реализация как последовательного, так и параллельного соединения звеньев ТУГП.

Литература

1. Брон, О.Б. Автоматы гашения магнитного поля. – М. – Л.: Госэнергоиздат, 1961. – 138 с. – (Библиотека по автоматике. Вып. 34).
2. Прокудин, А.В. Снижение времени аварийного гашения поля синхронных машин с системами // Вестник ЮУрГУ. Серия «Энергетика». №15 (232). – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – С. 22-24

УДК 621.311

МИКРОПРОЦЕССОРНОЕ УСТРОЙСТВО АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОД НАГРУЗКОЙ

А.Н. Разумов, М.Ю. Молвинских, А.В. Позюбан, О.С. Бородин
ООО «Прософт-Системы», г. Екатеринбург

Использование автоматизированных электронных систем управления, мониторинга и оперативной диагностики трансформаторного оборудования является общемировой тенденцией в развитии электроэнергетики. Современные автотрансформаторы являются сложными электромеханическими устройствами, требующими высоконадежного управления и диагностики. Микропроцессорное устройство автоматического регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой ТПА-03 предназначено для управления электроприводом РПН при автоматическом и ручном регулировании коэффициента трансформации силовых трансформаторов.

Область применения ТПА-03 – системы автоматического регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой любых классов напряжения и объектов производства электроэнергии. Микропроцессорное устройство ТПА-03 может функционировать как полностью самостоятельное устройство или как составная часть комплексной системы автоматического регулирования Оперативного Информационного Комплекса (ОИК) АСДУ, что отвечает требованиям динамично развивающейся отрасли электроэнергетики России.

1. Принцип работы ТПА-03

Алгоритм, реализованный на базе устройства ТПА-03, контролирует напряжение на вторичной обмотке автотрансформатора и формирует импульсные команды на повышение либо понижение, согласно введенным уставкам (Рис. 1).

Алгоритмы ТПА-03 предусматривают изменение, как длительности, так и скважности управляющих команд.

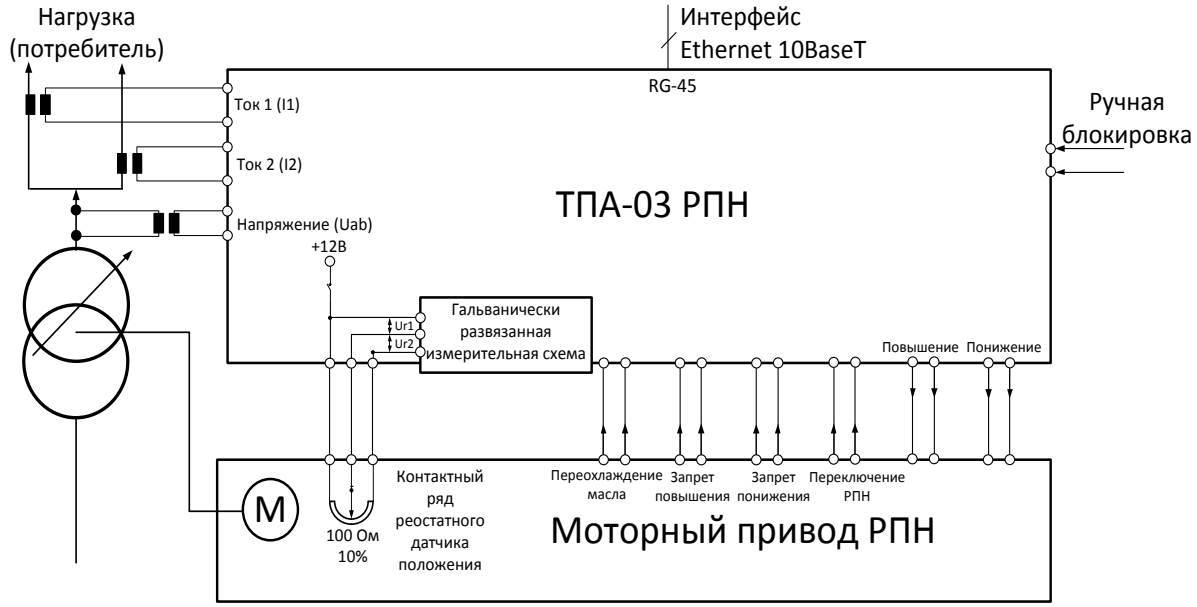


Рис. 1. Блок-схема работы ТПА-03

ТПА-03 реализует алгоритмы встречного регулирования [1,2], т.е. контролируемое напряжение вычисляется как геометрическая сумма межфазного напряжения и напряжения токовой компенсации, которое рассчитывается по току нагрузки одной или двух линий и заданному значению коэффициента токовой коррекции. Диапазон контролируемого напряжения (зона нечувствительности) задается уставками.

ТПА-03 предусматривает ручной или автоматический режимы управления. При ручном управлении терминал отображает на индикаторе текущее значение контролируемого напряжения и формирует команды “понижение” или “повышение” при непосредственном воздействии оператора (либо устройства управления более высокого уровня). Так же предусмотрена возможность ручной блокировки. При автоматическом управлении данные команды терминал формирует самостоятельно согласно алгоритмам. Команда “понижение” формируется, если контролируемое напряжение в течение заданного времени находилось выше заданного значения верхней границы зоны нечувствительности, команда “повышение” формируется, если оно в течение того же времени находилось ниже нижней границы зоны нечувствительности.

Терминал рассчитывает и выводит на ЖКИ дисплей текущую отпайку (шаг) привода РПН согласно реостатному датчику положения моторного привода РПН (на рис.1. приведено стандартное значение сопротивления реостатного датчика привода РПН – 100 Ом). Предусмотрена возможность питания реостатного датчика, как от внешних цепей, так и от самого ТПА-03.

Терминал осуществляет блокировку привода РПН под воздействием внешних дискретных сигналов, при понижении мгновенного значения межфазного

напряжения относительно заданного допустимого предела, при превышении значения одного из фазных токов над заданной уставкой или при достижении крайних отпаек.

Циклограмма работы ТПА-03 при получении ответа (команда “Переключение РПН”) РПН представлена на Рис. 2.

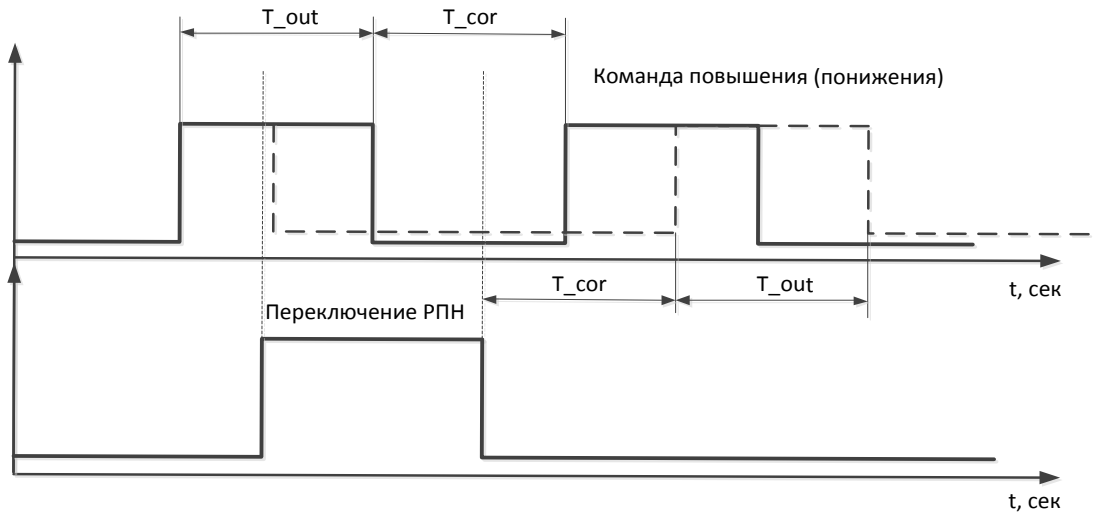


Рис. 2. Циклограмма работы ТПА-03 при получении ответа РПН

ТПА-03 формирует управляющие команды повышения (понижения) длительностью T_out с интервалом времени T_cor для привода РПН. При получении ответной команды “Переключение РПН” ТПА-03 сбрасывает управляющую команду и возобновляет ее через интервал времени T_cor, если напряжение вторичной обмотки автотрансформатора не вошло в диапазон нечувствительности сформированный уставками. Алгоритмы, реализованные на базе терминала, исключают ситуацию безответного формирования команд повышения (понижения) при отсутствии ответного сигнала “Переключение РПН”. Это реализуется ограничением количества безответных управляющих команд (задается уставкой).

Алгоритмы ТПА-03 так же предусматривают блокировку в случае превышения заданного (уставками) количества переключений в день/час/минуту. Данная блокировка исключает поломку привода РПН при “залипании” привода на команде повышения либо понижения. Количество переключений РПН фиксируется ТПА-03 и хранится в его энергонезависимой памяти.

ТПА-03 содержит в себе алгоритмы самодиагностики, что исключает ложные срабатывания в случае повреждения терминала. При неисправности самого терминала автоматического регулирования или моторного привода РПН, формирование команд управления блокируется.

2. Технические характеристики ТПА-03

Технические характеристики ТПА-0 3 представлены в табл. 1.

Таблица 1

Технические характеристики ТПА-03

Наименование параметра	Значение параметра
Количество входных аналоговых каналов напряжения	4
Количество входных аналоговых каналов тока	2
Количество входных дискретных каналов	до 36
Количество выходных дискретных каналов (релейные выходы)	до 36
Основная приведенная погрешность измерения действующего значения входных аналоговых сигналов, не более	0.4%
Максимальное входное напряжение (канал напряжения), В	200
Максимальный входной ток (каналы тока), А	5/10/20/50
Нагрузочная способность контактов релейных выходов в цепях постоянного тока, не менее:	250В, 8А 300В, 1А
Номинальный диапазон напряжения питания прибора	~85..265 или =120..370
Мощность потребления, не более, Вт	50
Габаритные размеры (без учета кабельных сальников), мм	270x266x250
Масса, не более, кг	6,5
Диапазон температуры	+1..+40

Технические характеристики ТПА-03 позволяют удовлетворять требования действующих государственных стандартов качества электроэнергии (допустимое отклонение напряжения у потребителей не более ±10% [2]).

3. Программное обеспечение и конструктивное исполнение ТПА-03.

Программные средства ТПА-03 состоят из программного обеспечения, функционирующего в ТПА-03, и диспетчерской программы SignW.

Программа в ТПА-03 непосредственно реализует алгоритм управления, обслуживает интерфейс удаленного доступа, ввод со встроенной функциональной клавиатуры и вывод информации на ЖКИ дисплей и светодиодную панель, а так же самодиагностику терминала.

Программа SignW, установленная на компьютере диспетчера позволяет:

1) изменять значения уставок и режимы работы терминала;

2) осуществлять выбор набора уставок, используемых при автоматическом регулировании;

3) просматривать текущие значения напряжения, токов, количества переключений РПН;

4) принудительно блокировать работу терминала автоматического управления (ручная блокировка).

ТПА-03 выполнен в корпусе высотой 6U (262 мм) и шириной 42HP (218 мм). Внешний вид терминала представлен на рис. 3.

Рис. 3. Внешний вид ТПА-03

Литература

1. Перетятько В.А. Проблемы регулирования напряжения // Вестник Черниговского государственного технологического университета “Технические науки”. – 2011. – №1 (47). – С. 22.
2. Гловацкий В.Г., Пономарев И.В. Современные средства релейной защиты распределительных сетей. Электронная версия 6, 2006 г.
3. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения

УДК 621.311/621.316

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ГЕНЕРИРУЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ ПРИ БЛИЗКИХ К ШИНАМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ИЛИ УЗЛОВОЙ ПОДСТАНЦИИ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ В АСТРАХАНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

А.А. Реуцкий
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Астраханское РДУ, г. Астрахань

С вводом новых генерирующих мощностей в Астраханской энергосистеме возникла проблема обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций при близких к шинам электростанции коротких замыканиях (КЗ).

Были выполнены расчеты переходных процессов для исследования динамической устойчивости станций в программном комплексе Eurostag, который позволяет исследовать динамическую устойчивость ОЭС и ЕЭС в целом, создавать пользовательские модели различных систем регулирования. Исследования динамической устойчивости станций выполнялись в соответствии с «Методическими указаниями по устойчивости энергосистем» [1].

Анализ результатов расчетов динамической устойчивости показал, что при нормативном аварийном возмущении (трехфазном КЗ в прилегающей сети) динамическая устойчивость генераторов нарушается (рис. 1).

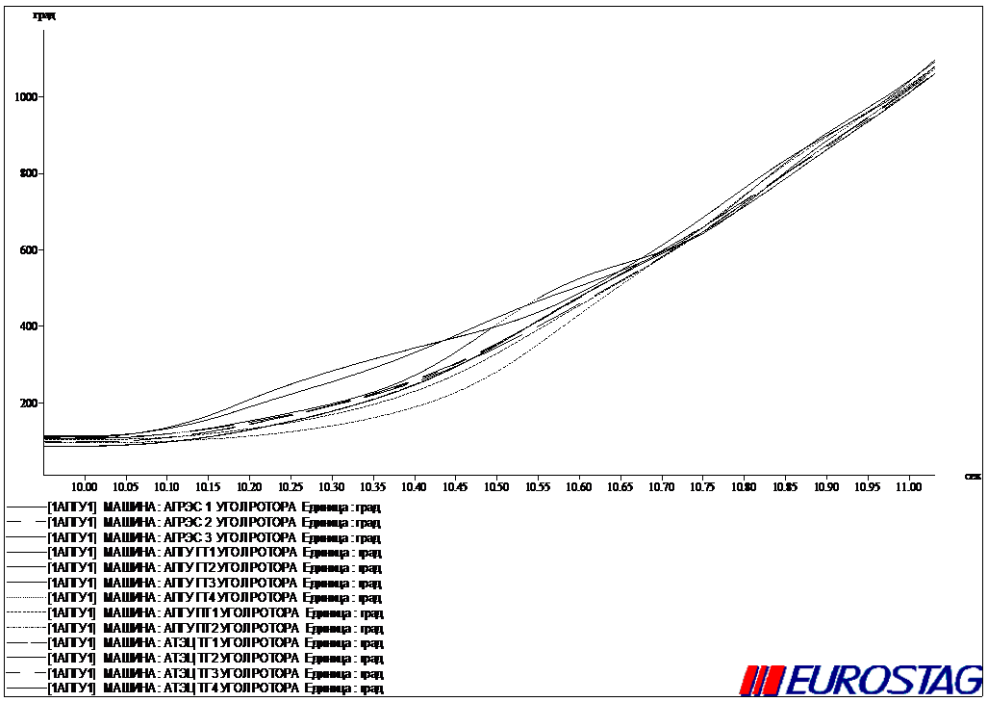


Рис. 1. График изменения угла роторов генераторов в Астраханской ЭС при КЗ с нарушением динамической устойчивости

Для решения этой проблемы рассматривались три способа обеспечения динамической устойчивости:

1. Применение автоматики разгрузки при близких коротких замыканиях (АРБКЗ) с управляющим воздействием (УВ) на отключение генераторов и изменение топологии сети при снижении напряжения прямой последовательности на шинах электростанции ниже уставки срабатывания (рис. 2).

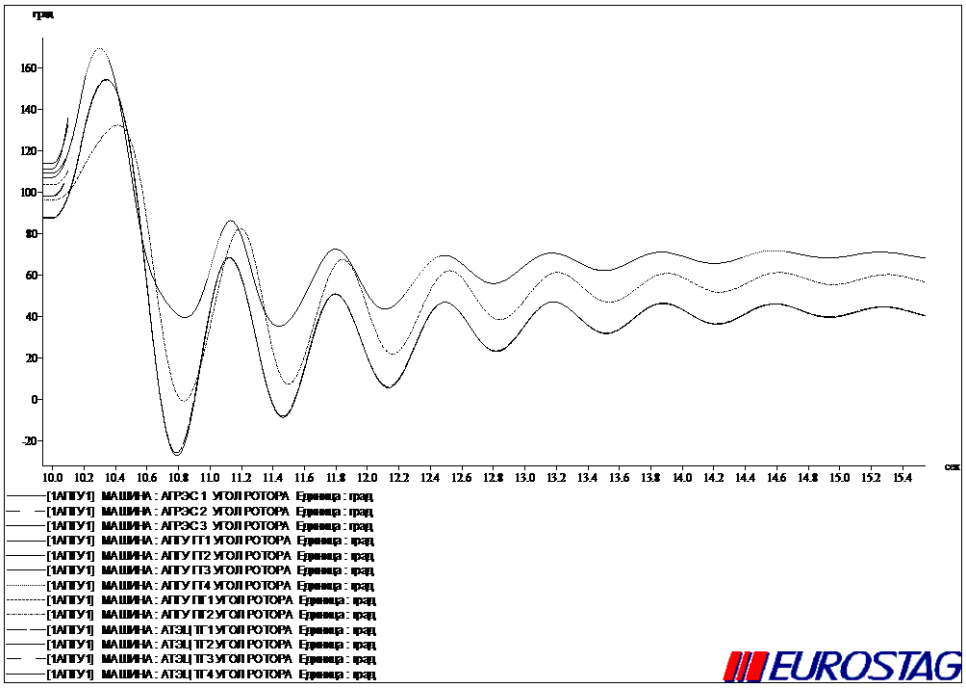


Рис. 2. График изменения угла роторов генераторов в Астраханской ЭС при КЗ с нарушением динамической устойчивости, с использованием АРБКЗ

Положительный эффект достигается за счет изменения топологии сети и отключения генерирующего оборудования общей мощностью 450 МВт. Устройство АРБКЗ на Астраханской ГРЭС, Астраханской ТЭЦ-2, ПС ЦРП, Астраханской ПГУ-235 настроено таким образом, что при возникновении КЗ (трехфазного, двухфазного, однофазного) с нарушением динамической устойчивости генераторов, устройство АРБКЗ срабатывает на вышеперечисленных объектах одновременно.

2. Переоснащение оборудования станций и подстанций с целью уменьшения времени отключения близких к шинам электростанции или узловой подстанции многофазных коротких замыканий. Применение быстродействующих выключателей и установка двух основных защит на ЛЭП, шины, ошиновки.

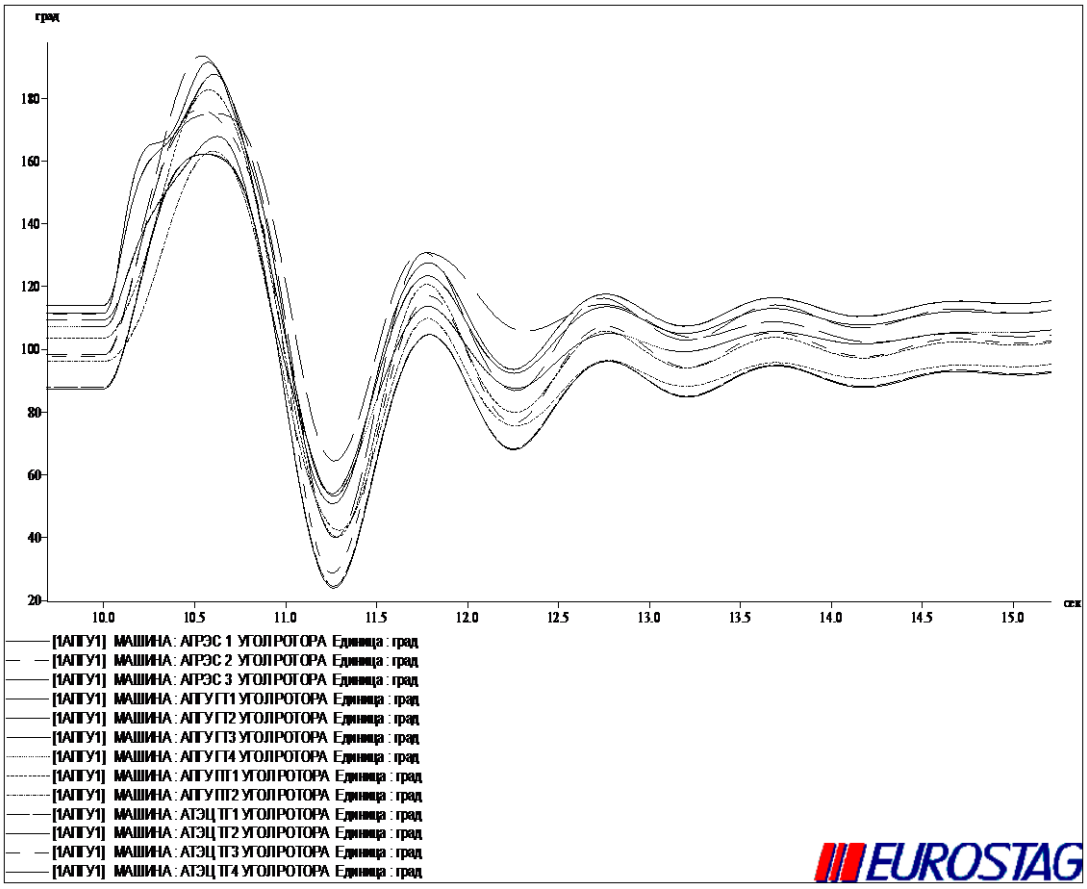
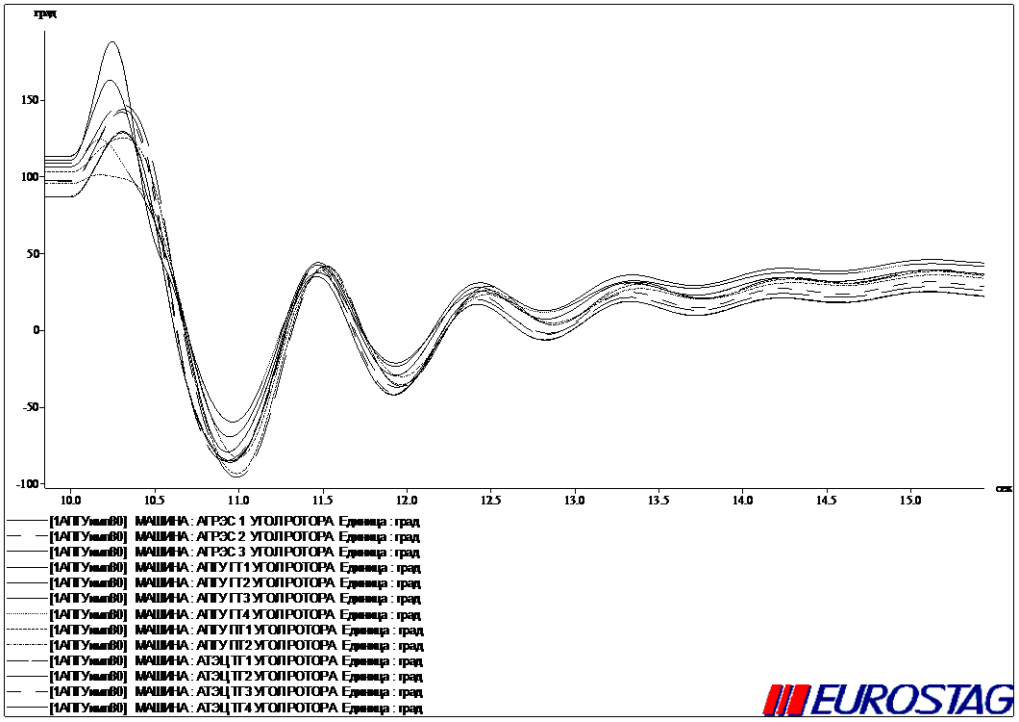


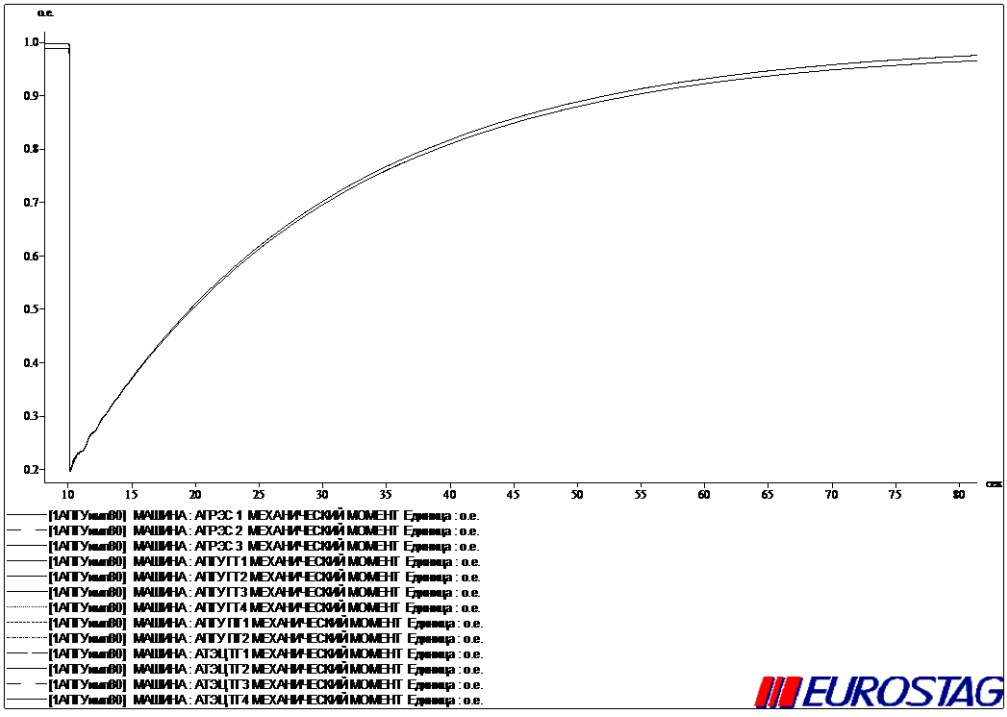
Рис. 3. График изменения угла роторов генераторов в Астраханской ЭС при КЗ с нарушением динамической устойчивости, с временем отключения КЗ не более 0,11 с

Динамическая устойчивость обеспечивается отключением КЗ за время не более 0,11с (рис. 3).

3. АРБКЗ с УВ на ИРТ. Импульсная разгрузка турбин (ИРТ) генерирующих агрегатов, позволяющая кратковременно уменьшить мощность турбины генерирующего агрегата путем перекрытия паропровода от парогенератора к турбине, вследствие чего ее мощность уменьшается на заданную величину. Что позволяет затем оперативно поднимать мощность до заданного значения, после завершения переходного процесса (рис. 4).



а)



б)

Рис. 4. а) График изменения угла роторов генераторов в Астраханской ЭС при КЗ с нарушением динамической устойчивости, с применением АРБКЗ с УВ на ИРТ б) Изменение механического момента турбины при ИРТ (разгрузка на 80% от $P_н$)

Перечисленные выше способы имеют свои достоинства и недостатки:

– Достоинствами АРБКЗ является обеспечение динамической устойчивости ЕЭС при невысокой стоимости и минимальном времени реализации. Недостат-

ком является отключение генерирующего оборудования, а в некоторых случаях и отключение потребителей.

– Переоснащение оборудования станций и подстанций – наиболее оптимальный метод с точки зрения сохранения генерации без утяжеления режима, так как происходит быстрое и селективное отключение поврежденного участка сети, но самый затратный и требует большого количества времени на модернизацию и перевооружение объектов.

– Инерционность действия ИРТ, которая определяется как многозвенностью системы регулирования, так и инерционностью паровых объемов турбины обусловливает запаздывание начала уменьшения мощности турбины, составляя ≈ 0,2 с. Такой порядок запаздывания зачастую не позволяет генераторам сохранить динамическую устойчивость при длительных КЗ в сети, электрически близких к шинам станций. Так же принцип действия ИРТ, основанный на кратковременном перекрытии клапана паропровода от парогенератора к турбине, может привести к сильному износу и даже механическому повреждению конструктивных частей генерирующего агрегата. Но применение АРБКЗ с УВ на ИРТ позволяет сохранить динамическую устойчивость без отключения генераторов от сети, без утяжеления режима.

Заключение:

На основе собранных данных по технико-экономическим показателям, решение проблемы динамической устойчивости за счет внедрения АРБКЗ (без УВ на ИРТ) является оптимальным вариантом применительно к Астраханской ЭС, так как параметры первичного оборудования и состав защит не обеспечивает необходимое время отключения КЗ, а значительные затраты на реконструкцию объектов и время реализации не позволяют ввести генерирующую мощность в установленные сроки.

Литература

1. Методические указания по устойчивости энергосистем, утвержденные Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №277.
2. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М., 1990. – с. 242-247.
3. Мелешкин Г.А., Меркурьев Г.В. Устойчивость энергосистем. Кн. 1. – СПб., 2006. – С. 232-253.

УДК 621.311.011:016

ЭЛЕМЕНТЫ ОБУЧАЮЩЕЙ И КОНТРОЛИРУЮЩЕЙ ЭЛЕКТРОННЫХ СИСТЕМ ПО ПРОБЛЕМАТИКЕ “ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭЭС”

А.С. Селидевский, И.Д. Кудинов
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, Новочеркасск

В современных условиях противоаварийное управление (ПАУ) является одним из важнейших условий нормального функционирования электроэнергетики. Проблематика ПАУ охватывает огромное количество разнообразных вопросов, многие из которых сами по себе весьма сложны [1]. С этими обстоятельствами связаны трудности изучения всех аспектов ПАУ.

В статье предлагается новый подход к изучению вопросов ПАУ ЭЭС и элементы электронных систем: обучающей и контроля знаний по этой проблематике.

В основе предложений является разработанная систематизация проблематики ПАУ ЭЭС. Выделено восемь групп составляющих проблематики [2]. Ниже приводятся составы этих групп.

Группа 1. Проблемы, которыми занимается ПАУ ЭЭС

1. Быстрое многократное увеличение тока в элементах ЭЭС. 2. Опасность нарушения динамической устойчивости (ДУ). 3. Опасность нарушения статической устойчивости (СУ). 4. Асинхронный режим (АР). 5. Опасное снижение частоты. 6. Опасное повышение частоты. 7. Опасное снижение напряжения. 8. Опасное повышение напряжения. 9. Перегрузка оборудования по условию нагрева.

Группа 2. Причины проблем ПАУ

1. Сброс активной мощности на валах части генераторов, т.е. появление избытка активной мощности на валах генераторов. 2. Уменьшение пропускной способности сечения (т.е. уменьшение предельной мощности). 3. Появление общесистемного дефицита активной мощности. 4. Появление дефицита реактивной мощности в каком-либо районе ЭЭС. 5. Многократное уменьшение сопротивления цепи протекания тока. 6. Появление избытка реактивной мощности в каком-либо районе ЭЭС. 7. Длительное превышение допустимых значений токов в элементах оборудования. 8. Нарушение ДУ или СУ. 9. Перегрузка сечения по активной мощности (т.е. увеличение передаваемой по сечению мощности). 10. Появление общесистемного избытка активной мощности. 11. Наброс активной мощности на валы части генераторов, т.е. появление дефицита активной мощности на валах генераторов.

Группа 3. Опасность проблем

1. Возникает асинхронный режим (АР), который недопустим для ЭЭС. 2. Периодические большие изменения напряжения, токов, мощностей. 3. Останов двигателей. 4. Перегрузка оборудования. 5. Потеря питания потребителями. 5. Гашение ЭС. 6. Возможно возгорание оборудования. 7. Возможны механические разрушения оборудования, прежде всего паровых турбин. 8. Возможна «лавина напряжения» и останов оборудования 9. Возможна «лавина частоты» и останов оборудования. 10. Возможны пробой и разрушение изоляции оборудования. 11. Перегрев оборудования.

Группа 4. Аварийные нарушения, при которых возникают проблемы ПАУ

1. Короткие замыкания. 2. Аварийные нарушения, при которых нарушается устойчивость. 3. Аварийное отключение части линий сечения. 4. Непредвиденное увеличение нагрузки в приемной части ЭЭС. 5. Одностороннее отключение линии сверхвысокого напряжения. 6. Аварийное отключение части генераторов в приемной части. 7. Отделение района с избытком активной мощности. 8. Отделение района с дефицитом активной мощности. 9. Аварийное отключение источников реактивной мощности. 10. Отключение части линий, питающих дефицитный по реактивной мощности район.

Группа 5. Цели ПАУ при соответствующей проблеме

1. Восстановить (повысить) частоту. 2. Предотвратить нарушение СУ. 3. Устранить опасные токи. 4. Предотвратить нарушение ДУ. 5. Восстановить (повысить) напряжение. 6. Восстановить (снизить) частоту. 7. Восстановить (снизить) напряжение. 8. Ликвидировать АР.

Группа 6. Какая автоматика должна работать при соответствующей проблеме?

1. АЛАР – автоматика ликвидации асинхронных режимов.
2. АПНУ – автоматика предотвращения нарушения устойчивости.
3. РЗ – релейная защита.
4. АОСН – автоматика ограничения снижения напряжения.
5. АОПЧ – автоматика ограничения повышения частоты.
6. АОПН – автоматика ограничения повышения напряжения.
7. АОПО – автоматика ограничения перегрузки оборудования.
8. АОСЧ – автоматика ограничения снижения частоты.

Группа 7. На что направлено действие автоматики?

1. Устранение избытка реактивной мощности в районе. 2. Устранение общесистемного дефицита активной мощности. 3. Прерывание цепи тока. 4. Уменьшение тока или отключение оборудования. 5. Устранение влияния друг на друга несинхронно работающих частей. 6. Выравнивание скоростей вращения асинхронно работающих частей ЭЭС. 7. Устранение дефицита реактивной мощности в районе. 8. Разгрузка сечения по активной мощности. 9. Увеличение пропускной способности сечения.

Группа 8. Состав управляющих воздействий, привлекаемых для решения соответствующей проблемы

1. ОН – отключение нагрузки.
2. Отключение линии в режиме х.х.
3. ВШР – включение шунтирующих реакторов.
4. КРТ – кратковременная разгрузка турбин.
5. ЭТ – электрическое торможение.
6. ФВ – форсировка возбуждения.
7. ОГ – отключение генераторов.
8. ФК (УПК) – форсировка конденсаторов (устройств продольной компенсации).
9. ОШР – отключение шунтирующих реакторов.
10. Увеличение $Q_{\text{сг}}$ – увеличение генерации реактивной мощности.
11. ФК (БСК) – форсировска конденсаторов (батарей статичсеких конденсаторов)
12. ДС-1 – деление систем (в избыточной части) для сохранения устойчивости.
13. ДРТ – длительная разгрузка турбин.
14 ЗТ – загрузка турбин.
15. РРМ – реализация резервов мощности.
16. Отключение КЗ и поврежденного элемента.
17. ДС-2 – деление систем (для ликвидации асинхронных режимов).

Для *обучающей системы*: а) составлены матрицы соответствия между элементами перечисленных групп; б) разработаны слайды, иллюстрирующие и поясняющие все вопросы; в) разработана среда, позволяющая в диалоговом режиме проходить процесс обучения, включая подсказки и оценки. Следует отметить, что предлагаемая форма обучения весьма полезна как на ранних этапах обучения (выявляются основные пути и цели обучения), так и на заключительном этапе (реализуется систематизация полученных знаний, саморегулирование и самоконтроль).

Система контроля полученных знаний построена на основе программы для создания и проведения компьютерного тестирования, сбора и анализа их результатов – MyTest X. В основу системы положена реализация многочисленных связей указанных выше матриц соответствия.

Предложенные элементы обучающей системы и системы контроля знаний могут использоваться как при подготовке студентов, так и в системе переподготовки и повышения квалификации специалистов, занимающихся ПАУ ЭЭС.

Литература

1. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: Учебн. для вузов / под. ред. А.Ф. Дьякова. – М.: МЭИ, 2009. – 476 с.
2. Глускин И.З., Иофьев Б.И. Противоаварийная автоматика в энергосистемах. Т.1. – М.: Знак, 2009. – 568 с.

УДК 621.311

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ СЕЛЕКТИВНОСТИ АВТОМАТИКИ РАЗГРУЗКИ ПРИ ЗАТЯЖНЫХ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЯХ

Е.В. Сергеев

ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»
Филиал «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Юга», г. Пятигорск

Затяжные короткие замыкания (КЗ) являются одними из наиболее тяжелых возмущений с точки зрения обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования. Для предотвращения нарушения динамической устойчивости при данных возмущениях применяется автоматика разгрузки при затяжных КЗ (АРЗКЗ). Данный вид противоаварийной автоматики (ПА) направлен на реализацию управляющих воздействий (УВ) только при затяжных КЗ в результате отказа выключателя. Основные принципы построения алгоритма и выбора уставок данной автоматики описаны в [1].

В статье рассматриваются вопросы возможной неселективной работы АРЗКЗ и предложены технические решения для обеспечения селективности работы автоматики.

Ниже приведены примеры настроек АРЗКЗ, при которых возможна неселективная работа:

1. При выборе уставок по снижению напряжения или сбросу активной мощности, для пускового органа АРЗКЗ необходимо учитывать тип выключателей и их приводов (трехфазные или однофазные), установленных на рассматриваемом энергообъекте. В случае применения однофазных выключателей с однофазным приводом в расчетах динамической устойчивости, при моделировании многофазных КЗ, рассматривается возможность отказа только одной фазы выключателя [2]. В связи с этим моделируется переход многофазного КЗ в однофазное в момент отключения КЗ основными защитами, при этом величина снижения напряжения или сброса активной мощности в данный момент времени изменится (напряжение увеличится, сброс мощности уменьшится). Так как АРЗКЗ отстроена от времени отключения КЗ основными защитами, уставка срабатывания пускового органа задается по величине

снижения напряжения или сброса активной мощности после работ основных защит. Таким образом, возможна неселективная работа АРЗКЗ при однофазных КЗ с отказом выключателя, при которых УВ не требуются или имеют меньший объем.

2. При КЗ на электросетевом элементе результаты расчета динамической устойчивости могут отличаться в зависимости от того, с какой стороны происходит отказ выключателя. Например, при КЗ на ЛЭП1 (рис. 1) с отказом выключателя на распределительном устройстве электрической станции ЭС1 происходит нарушение динамической устойчивости генераторов, но при том же КЗ с отказом выключателя на подстанции ПС1 устойчивость может сохраняться или потребуется меньший объем УВ для обеспечения устойчивости. Повышение динамической устойчивости при отказе выключателя на ПС1 обусловлено тем, что ЛЭП будет отключена со стороны электрической станции основными защитами и затяжное КЗ «удалится» от генераторов станции. Зачастую при выборе уставок АРБКЗ данный момент не учитывается, что приводит к излишней работе ПА.

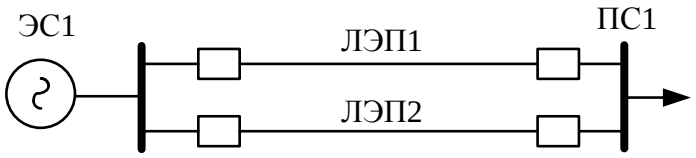


Рис. 1.

Для обеспечения селективной работы АРЗКЗ, в вышеуказанных случаях, предлагаются следующие технические решения:

1. Для случая применения на энергообъекте однофазных выключателей с однофазным приводом, необходимо для пускового органа АРЗКЗ определение уставок на срабатывание и возврат по величине снижения напряжения или сброса активной мощности. Уставки на срабатывание пускового органа задаются без выдержек времени и должны фиксировать тяжесть КЗ в момент возникновения возмущения. Уставки на возврат пускового органа отстраиваются от времени отключения КЗ основными защитами и характеризуют величину снижения напряжения или сброса активной мощности при однофазном КЗ. Таким образом, при срабатывании одной из ступеней АРЗКЗ автоматика реализует УВ только при условии, что значение напряжения или сброса активной мощности находится ниже значения уставки возврата по истечении выдержки времени на отстройку от работы основных защит.

2. Для отстройки АРЗКЗ от возмущений с отказом выключателя на противоположном от шин электрической станции конце ЛЭП, также необходимо задание уставок на срабатывание и возврат. При этом, для устройства АРЗКЗ установленного на электрической станции, значение снижения напряжения меньше, а сброса активной мощности больше после отказа выключателя на данной станции, чем при том же возмущении с отказом выключателя на противоположной подстанции. На рис. 2 и 3 представлены графики изменения напряжения на шинах 220 кВ электрической станции при КЗ на ЛЭП1 (рис. 1) с отказом выключателя на распределительном устройстве станции и противоположной подстации соответственно. Из данных графиков видно, что в устройстве АРЗКЗ возможно выполнить отстройку уставки возврата по напряжению (или по сбросу активной мощности) от величины напряжения (или сброса активной мощности) после отказа выключателя на противоположной подстанции.

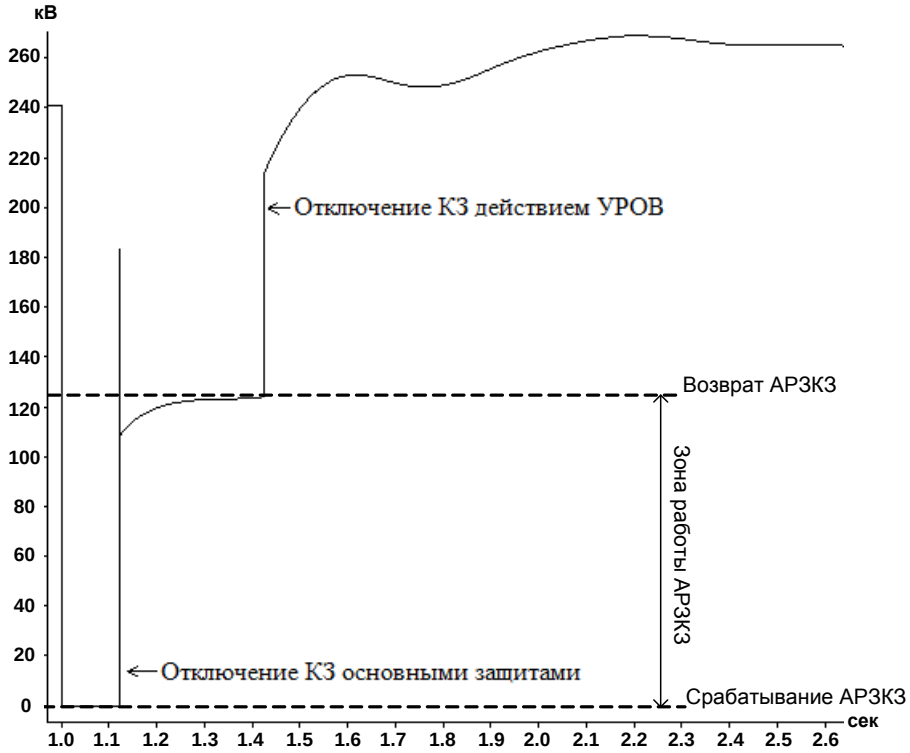


Рис. 2. График изменения напряжения на шинах электрической станции при трехфазном КЗ на ЛЭП1 с отказом одного выключателя в распределительном устройстве электрической станции ЭС1

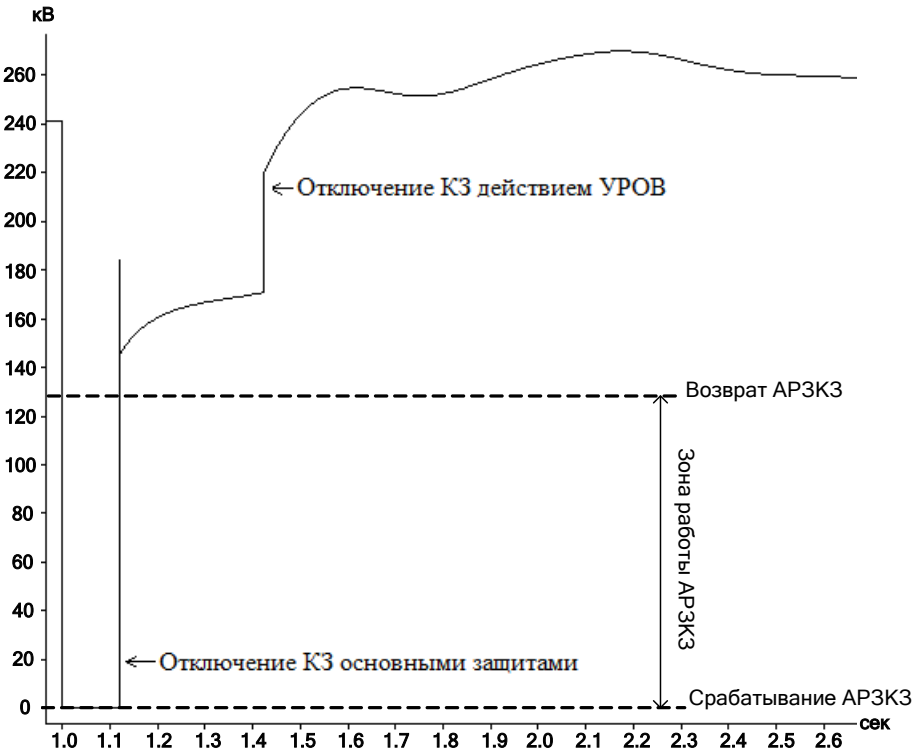


Рис. 3. График изменения напряжения на шинах электрической станции при трехфазном КЗ на ЛЭП1 с отказом одного выключателя в распределительном устройстве подстанции ПС1

Технические решения, приведенные в статье, позволяют повысить селективность работы устройств АРЗКЗ и используются при выборе уставок и конфигурации АРЗКЗ в составе микропроцессорных комплексов ПА электрических станций и подстанций ОЭС Юга.

Литература

1. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
2. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №277.

УДК 621.311

ПРИНЦИПЫ ВЫБОРА УСТАВОК МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ КОМПЛЕКСОВ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕЙ ДИНАМИЧЕСКУЮ УСТОЙЧИВОСТЬ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Е.В. Сергеев, А.А. Четыркин, К.А. Сидоров
ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»
Филиал «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Юга», г. Пятигорск

Развитие Единой Энергосистемы России в последние годы характеризуется вводом в работу новых и модернизацией существующих комплексов противоаварийной автоматики (ПА) с использованием микропроцессорных устройств. Возможности данных комплексов ПА позволяют задавать логику работы автоматики практически любой необходимой структуры и сложности и обеспечивать наиболее точные объемы управляющих воздействий.

Параллельно с этим процессом происходит активное развитие программно-вычислительных комплексов (ПВК) для анализа электромеханических переходных процессов, с увеличением быстродействия и расширением выполняемых функций. Наличие таких ПВК создают для специалистов диспетчерских управлений, проектных и других организаций условия для максимально полного анализа динамической устойчивости генерирующего оборудования.

В статье рассмотрен принцип выбора уставок для автоматики разгрузки при близких (затяжных) коротких замыканий (АРБ(З)КЗ) в составе локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости со структурой, приведенной на рис. 1.

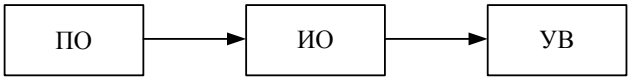


Рис. 1. Структура ПА.
ПО – пусковые органы, ИО – измерительные органы (измерение параметров доаварийного режима и текущих объемов управления), УВ – исполнительный орган, реализующий управляющее воздействие

Выбор уставок осуществляется для ПО и ИО, в соответствии с которыми определяется требуемый объем управляющих воздействий (УВ).

В качестве ПО для АРБ(З)КЗ используется орган фиксации тяжести короткого замыкания (ФТКЗ), а также дополнительно могут применяться сигналы фиксации отключения (ФО) электросетевых элементов (ЛЭП, АТ). Для оценки тяжести КЗ в органе ФТКЗ могут использоваться следующие величины, косвенно характеризующие наличие небаланса мощности на валу агрегата, приводящего к ускорению ротора [1]:

- сброс активной мощности в момент КЗ;
- снижение напряжения в момент КЗ.

Орган ФТКЗ, выполненный по сбросу активной мощности в момент КЗ, наиболее точно оценивает тяжесть КЗ. Данный принцип применим для ФТКЗ в комплексах ПА на электрических станциях, генераторы которых работают с постоянной или редко меняющейся нагрузкой (например АЭС). В связи с этим большее распространение получил орган ФТКЗ по снижению напряжения на шинах электрической станции или подстанции в момент КЗ.

Уставки органа ФТКЗ для микропроцессорных комплексов ПА задаются в именованных или относительных единицах.

1 Выбор уставок АРБКЗ

Данный вид ПА направлен на максимально быструю реализацию УВ при близких КЗ.

Расчетная длительность КЗ определяется как сумма времени работы основных или резервных релейных защит электросетевого элемента и полного времени отключения выключателей, установленных на рассматриваемом энергообъекте. При проектировании нового энергообъекта время отключения КЗ принимается в соответствии с требованиями [2].

Границы необходимости ввода УВ определяются по двум основным точкам, являющимися крайними точками области устойчивости:

- точка 1 (рис. 2) – допустимая суммарная мощность генераторов станции или допустимый переток мощности по опасному сечению из условия сохранении устойчивости при КЗ на электросетевом элементе вблизи шин исследуемой электрической станции, подстанции. При этом моделируется наиболее тяжелый вид КЗ для данного класса напряжения в соответствии с таблицей нормативных возмущений, приведенной в [2]. На рис. 2 точка 1 определена для возмущения с трехфазным КЗ в сети 110-220 кВ.

- точка *n* (рис. 2) – допустимое снижение напряжения или сброса активной мощности генераторов в момент КЗ (замер осуществляется на шинах электростанции, подстанции, где предполагается установка АРБКЗ), при котором сохраняется устойчивость, при условии максимальной выдачи мощности станции, или максимально допустимого перетока активной мощности в сечении, увеличенного на величину нерегулярных колебаний [2].

При моделировании КЗ необходимо учитывать отключения соответствующих электросетевых элементов, так как в зависимости от послеаварийных схем область устойчивости может быть различной.

Таким образом, между точками 1 и *n* может быть определено сколь угодно много точек устойчивости (например точки 2-6 на рис. 2) и, при необходимости, построена область устойчивости (кривая 1-*n* на рис. 2).

Необходимые объемы УВ определяются в зависимости от тяжести КЗ и доаварийной мощности электростанции или перетока мощности по опасному сечению (отрезки УВ1-УВ6 на рис. 2). Виды УВ, применяемые для обеспечения динамической устойчивости, описаны в [3] и [4].

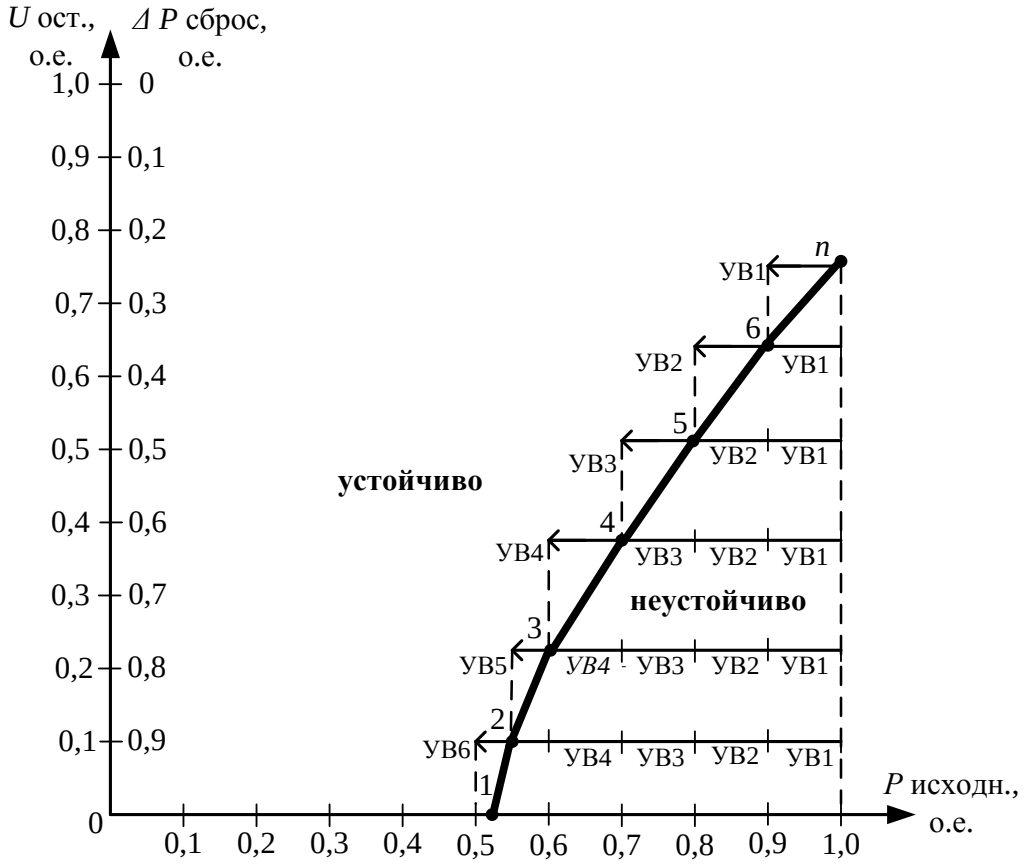


Рис. 2. Графическое представление принципов выбора уставок АРБКЗ

В случае нарушения статической устойчивости по опасным сечениям в послеаварийном режиме при реализации выбранного объема УВ, необходимо учитывать работу ПА, обеспечивающей статическую устойчивость (например, реализация УВ на отключение нагрузки в дефицитной энергосистеме) или предусмотреть реализацию таких УВ непосредственно от АРБКЗ.

2 Выбор уставок АРЗКЗ

Данный вид ПА направлен на реализацию УВ при затяжных КЗ в результате отказа выключателя.

Для выбора уставок АРЗКЗ строится область устойчивости, аналогичная области формируемой при выборе уставок АРБКЗ. Выбор уставок АРЗКЗ отличается вводом дополнительной уставки – выдержка времени на срабатывание АРЗКЗ. Данная уставка необходима для недопущения излишней работы АРЗКЗ в случае ликвидации КЗ основными защитами. Выдержка времени на срабатывание АРЗКЗ должна быть отстроена от времени отключения КЗ основными защитами, но не превышать предельного по устойчивости времени отключения КЗ для данного воз-

мущения и при данной исходной нагрузке электростанции или перетока активной мощности по опасному сечению.

При выборе уставок на срабатывание АРЗКЗ необходимо построить зависимость необходимого объема УВ от времени реализации УВ. Данная зависимость характеризуется увеличением необходимого объема УВ при увеличении времени реализации УВ.

Используя вышеописанные принципы выбора уставок для микропроцессорного комплекса ПА возможно задать многоступенчатую логику АРБ(З)КЗ с селективной работой и максимально точной выдачей УВ. На рис. 3 приведен пример выполнения структуры АРБ(З)КЗ для микропроцессорного комплекса ПА. Кроме того, в микропроцессорном комплексе ПА возможно в ИО задать функцию контроля текущего объема УВ с автоматическим переключением с одного УВ на другое при потере одного из УВ.

Принципы, приведенные в статье, используются при выборе уставок устройств АРБ(З)КЗ с составе микропроцессорных комплексов ПА электрических станций и подстанций ОЭС Юга.

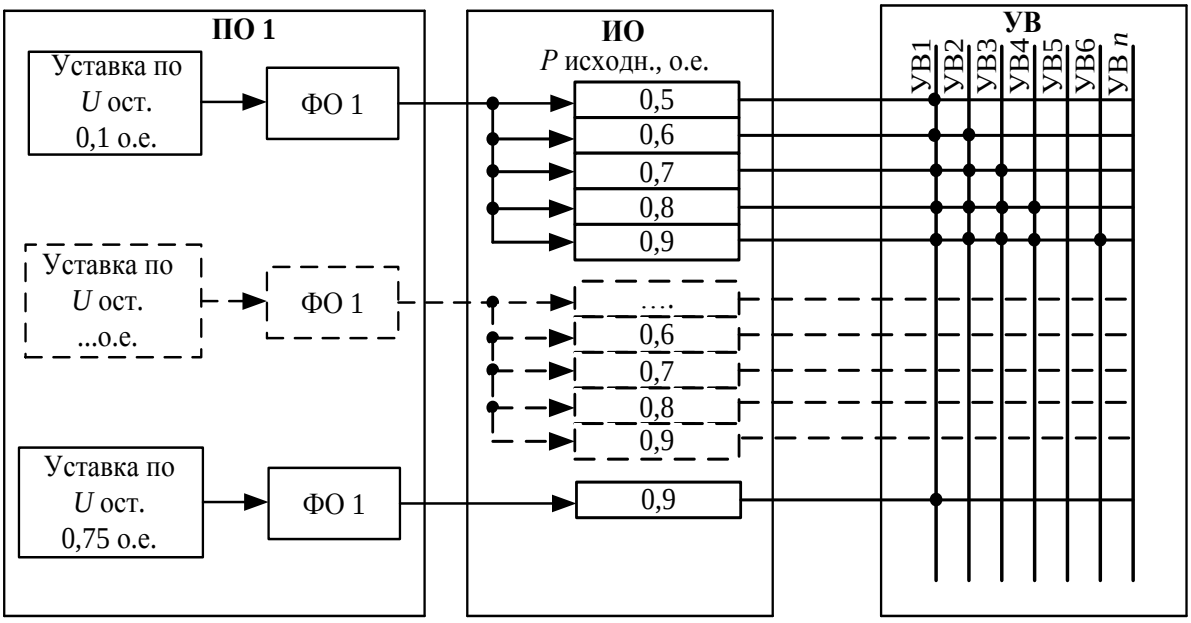


Рис. 3. Пример структуры АРБ(З)КЗ для микропроцессорного комплекса ПА

Литература

1. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 390 с.
2. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №277.
3. ГОСТ Р 55105-2012. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Нормы и требования». Утвержден приказом Росстандарта от 15.11.2012 №807ст.
4. СТО 59012820.29.240.001-2011. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования. Утвержден приказом ОАО «СО ЕЭС» от 19.04.2011 №102.

УДК 621.311.1:004.42

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ, ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

А.С. Сидненко
Филиал «ЭНЕКС» (ОАО) «Южэнергосетьпроект», г. Ростов-на-Дону

После того как ЭВМ вытеснили кульманы из жизни проектировщика, появились обширные возможности для автоматизации рутинного труда. Особенно это актуально для таких разделов проектной документации как релейная защита (РЗ), противоаварийная автоматика (ПА), вторичные соединения первичного оборудования (выключатели, разъединители, трансформаторы тока (ТТ) и трансформаторы напряжения (ТН), автоматика пожаротушения, системы вентиляции).

В нашем проектном институте работы выполнялись в системе *AutoCAD*, общеизвестных текстовых и табличных процессорах. При этом возможности ЭВМ как средства автоматизации труда проектировщика не использовались в полном объеме. Как показал наш опыт, использование специализированных электротехнических САПР позволяет сократить время проектирования, уменьшить влияние «человеческого фактора», сократить время взаимодействия смежных подразделений.

Автор входил в состав рабочей группы по внедрению электротехнической САПР. Группа занималась анализом существующих решений на рынке САПР, выбором наиболее подходящего решения и его адаптацией под действующую нормативную базу и стандарты предприятия. Выбор был сделан в пользу E3.Series немецкой фирмы Zyken [1], [2]. На рис.1 приведено сравнение времени проектирования в графическом редакторе и в САПР, на рис. 2 представлен анализ эффективности использования САПР за счет упрощенного повторного применения ранее созданных наработок.

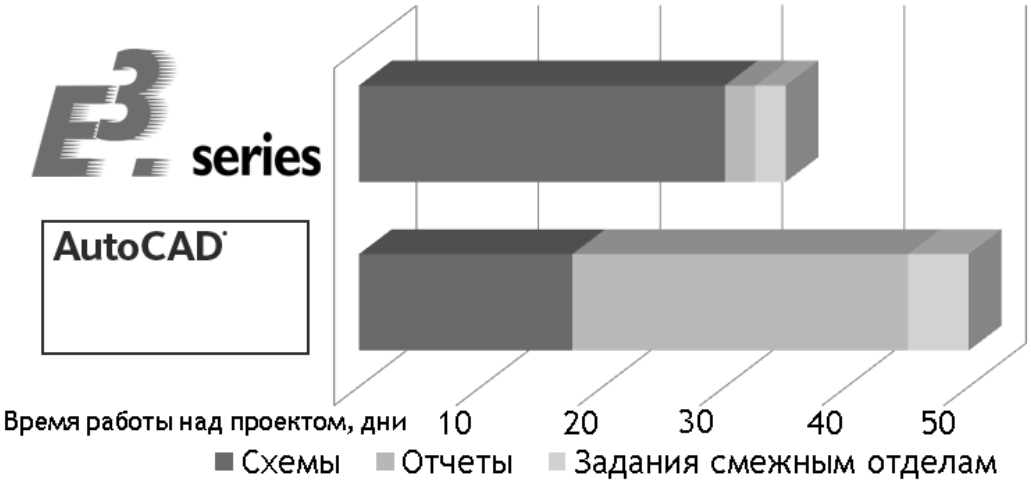


Рис. 1. Распределение времени работы над проектом

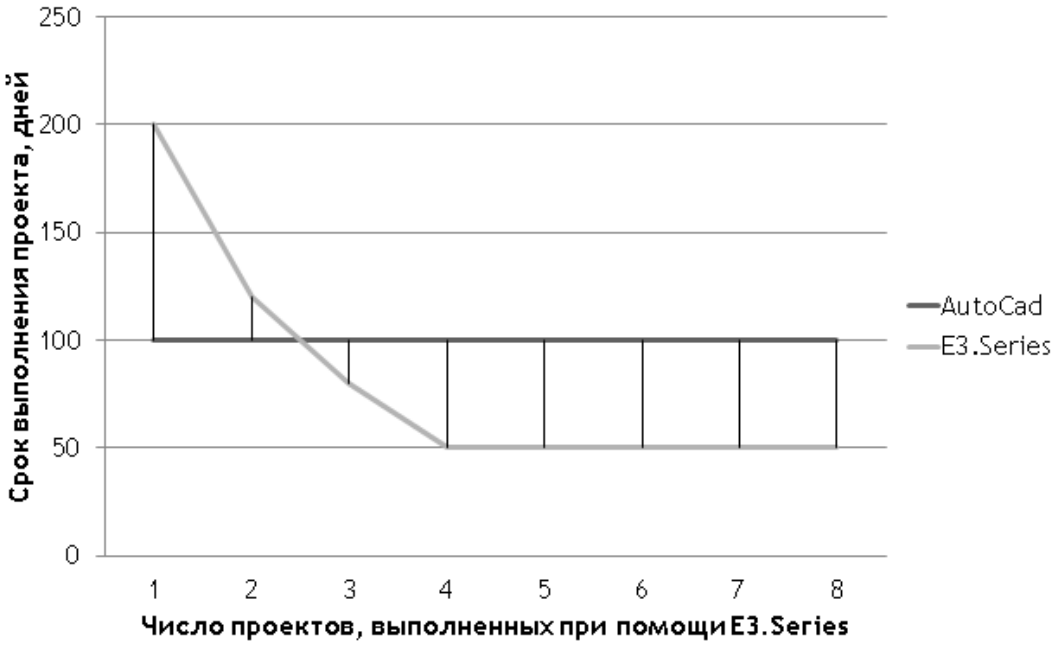


Рис. 2. Анализ эффективности использования САПР

Хорошо себя зарекомендовала возможность работы с КРУ-строительным заводом в единой программной платформе. Алгоритм такого взаимодействия представлен на рис. 3.

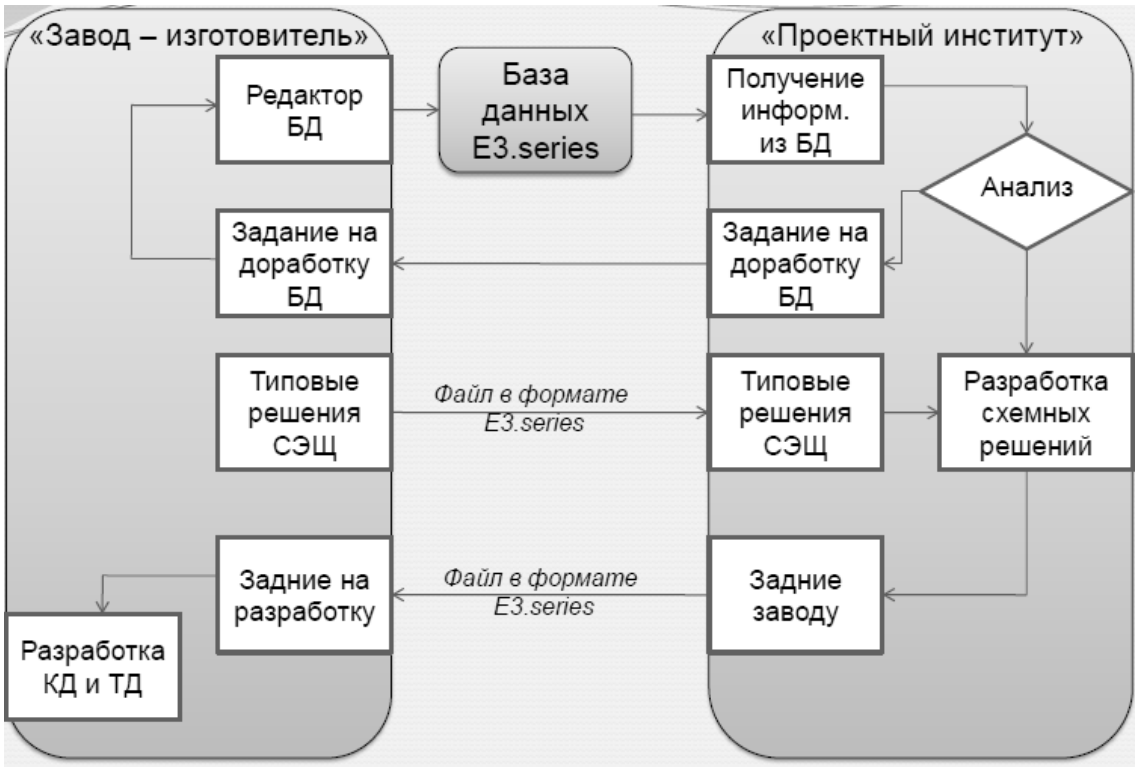


Рис. 3. Взаимодействие проектного института с КРУ-строительным заводом

Такой подход уменьшает как время проектирования, так и время изготовления оборудования заводом.

Проект *E3.series* представляет собой единое информационное поле. Проектировщики различных специальностей работают в одном проектном пространстве (или в одном файле) каждый со своим разделом – технология сквозного проектирования. Вместе с технологией сквозного проектирования (мгновенное автоматическое обновление всех проектных данных при изменении любой части проекта) это способствует взаимоувязке смежных комплектов. В основе проекта *E3.series* лежат электрические схемы. Именно они являются исходными данными для программной обработки и получения отчетных форм, объем которых достигает до 60% выпускаемой документации. САПР сокращает время выполнения отчетных форм и заданий смежным отделам на 98%. У проектировщика появляется возможность больше времени уделять проработке электрических схем, тем самым снижая количество ошибок и уменьшая время работы над проектом в целом.

Автоматически выполняется следующая документация:

– Общие данные.
– Схемы подключения шкафов и оборудования.
– Схемы и таблицы кабельных связей.
– Кабельный журнал.
– Перечни аппаратуры.

Возможно получение отчета любой формы из любых данных, занесенных в проект. Так же в *E3.Series* имеется штатный настраиваемый интерфейс контроля ошибок.

В институте внедрена и успешно используется система автоматизированной раскладки кабелей *Electrics 3D* в связке с собственной разработкой наших программистов, программой *CJ*- базой данных кабельных журналов. Благодаря интеграции между *E3.series* и *CJ* появилась возможность автоматически выгружать данные по кабелям в эту систему (рис.4).

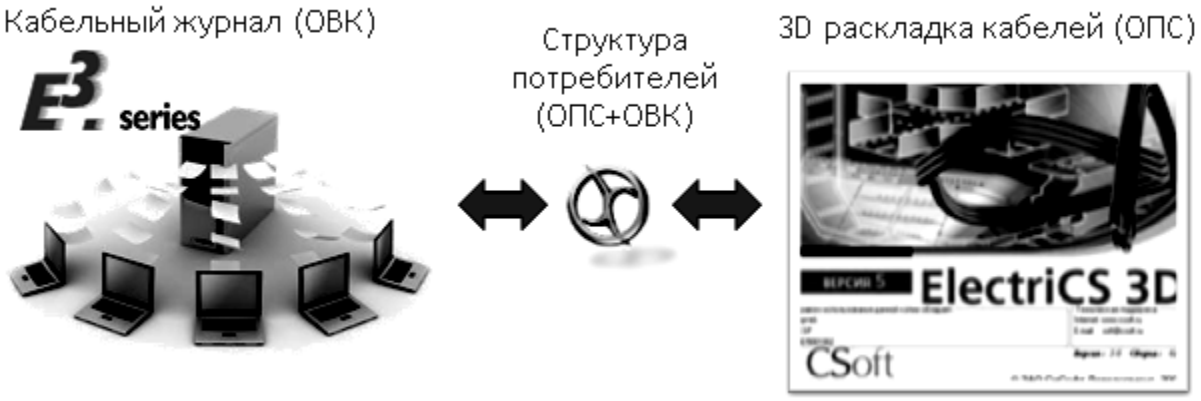


Рис. 4. Пример взаимодействия смежных отделов

Время выдачи кабельного журнала на раскладку в смежный отдел сократилась в десятки раз.

Так же следует отметить, что для обучения проектировщика работе в САПР достаточно двухнедельных курсов [3].

Выводы

1. Сократить время, повысить качество проектирования схем РЗ и ПА, вторичных цепей электрооборудования, кабельных журналов можно при помощи специализированных САПР.

2. При работе проектных институтов с заводами-изготовителями оборудования в рамках одной платформы САПР повышается качество конечного продукта-нетиповых шкафов и ячеек, устанавливаемых на объектах энергетики.

Литература

1. ЗАО "Компания ПОИНТ". Авторизированный дистрибьютор e3series в России. WEB: http://www.e3series.ru.
2. Zuken E3 GmbH. Разработчик программного комплекса eseries. WEB: http://www.zuken.com.
3. "Проект-Автоматизация". Комплексные решения в области автоматизации. WEB: http://www.pro-force.ru

УДК 621.314.2:621.317.3

ИССЛЕДОВАНИЕ ИНДУКЦИОННЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ТОКА УТЕЧКИ

А.П. Синегубов, Р.А. Пасиков
Донской государственный технический университет, г. Ростов-на-Дону

При построении систем селективного контроля сопротивления изоляции (СКИ) широко используется активный принцип. Он заключается в искусственном смещении потенциала контролируемой электроэнергетической системы (ЭЭС) относительно «земли» с помощью вспомогательного источника (ИВ) и выделении в фидерах (присоединениях) ЭЭС вызванных вспомогательным напряжением токов утечки. При этом, как правило, используются ИВ переменного напряжения, а для выделения токов утечки – индукционные преобразователи тока утечки (ПТУ) [1]. Принцип наложения переменного напряжения универсален и обеспечивает создание достаточно простых СКИ, работоспособных в ЭЭС переменного, постоянного и постоянно-переменного тока.

Эффективным способом улучшения качества (чувствительности, точности) контроля в условия ЭЭС с большой величиной электрической ёмкости относительно «земли» является снижение частоты ВИ. Оценка частоты ИВ по методике [1] показала, что для контроля сопротивления изоляции фидеров на уровне 100 кОм при допустимой погрешности менее 20% и при ёмкости фидеров ЭЭС не более 10 мкФ частота ИВ должна быть снижена до десятых долей герца. В СКИ фирм *Autronica* и *Merlin Gerin* использовано наложение на ЭЭС напряжения частотой 5 и 10 Гц соответственно. В отечественных разработках известно использование ИВ частотой 1 Гц и выше.

Индукционный ПТУ представляет собой трансформатор тока нулевой последовательности с разомкнутой вторичной обмоткой. Для такого ПТУ с сердечни-

ком тороидальной формы сечением S, средней длиной магнитной силовой линии $l_{ср}$ из материала с абсолютной магнитной проницаемостью μ_a напряжение на вторичной обмотке с числом витков W_2 определяется выражением:

$$U_2 = \omega_в \mu_а \frac{W_2 S}{l_{ср}} I_{уф}, \quad (1)$$

где $\omega_в$ – круговая частота ИВ, $I_{уф}$ – ток утечки фидера.

Из выражения (1) следует, что основная трудность, возникающая при уменьшении частоты ИВ, заключается в ухудшении чувствительности индукционных ПТУ. Результаты выполненных авторами экспериментальных исследований чувствительности ПТУ представлены на рис.1.

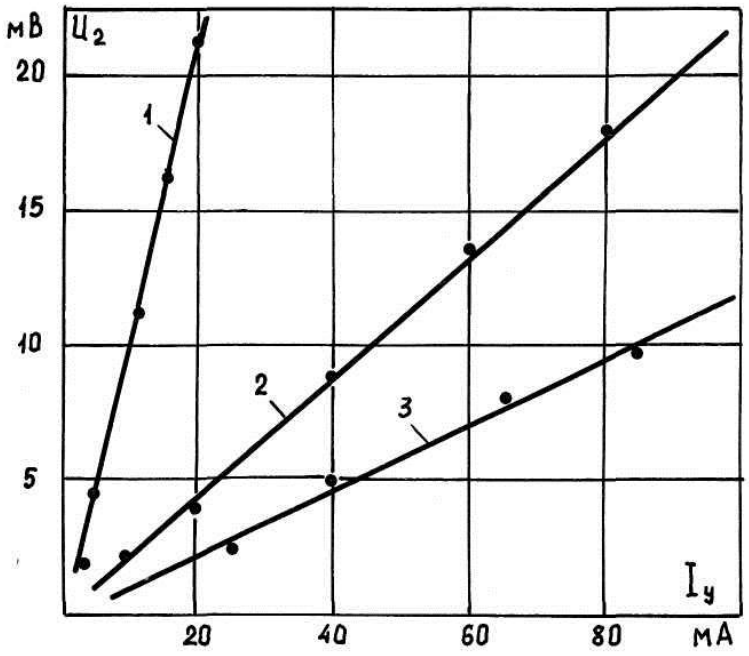


Рис. 1. Зависимость выходного напряжения индукционного ПТУ от тока утечки 1 – $f_{ИВ}$=5 Гц; 2,3 - $f_{ИВ}$= 1 Гц (1,2 – магнитопровод ОЛ 65/90-20-79НМ-0,1; W_1=1, W_2=1200; 3 – ОЛ 35/50-10-79 НМ У-0,05; W_1=1, W_2=1000

Выполненные экспериментальные исследования показали, что чувствительность индукционного преобразователя с магнитопроводом даже из наиболее качественных пермаллоевых сплавов 79 НМ и 79 НМУ при $f_{ВИ}$=1 Гц составляет S_I=0,12 мВ/мА и S_I=0,22 мВ/мА соответственно.

На рис. 2 представлены результаты выполненных экспериментальных исследований ПТУ СКИ типа *AJ*-1 Норвежской фирмы *Autronica*. Они изготовлены на тороидальном магнитопроводе (предположительно стальном) с параметрами: S=20×15·10^{-6} м^2, средним диаметром $d_{ср}$=0,125 м, коэрцитивной силой H_c=40 А/м, индукцией насыщения B_s=1,5 Т, максимальной дифференциальной относительной магнитной проницаемостью μ=19000. При одном витке первичной обмотки чувствительность ПТУ на частоте 5 Гц в области от 10 до 30 мА составляет S_I=0,02 мВ/мА, а в области выше 50 мА – S_I=0,04 мВ/мА.

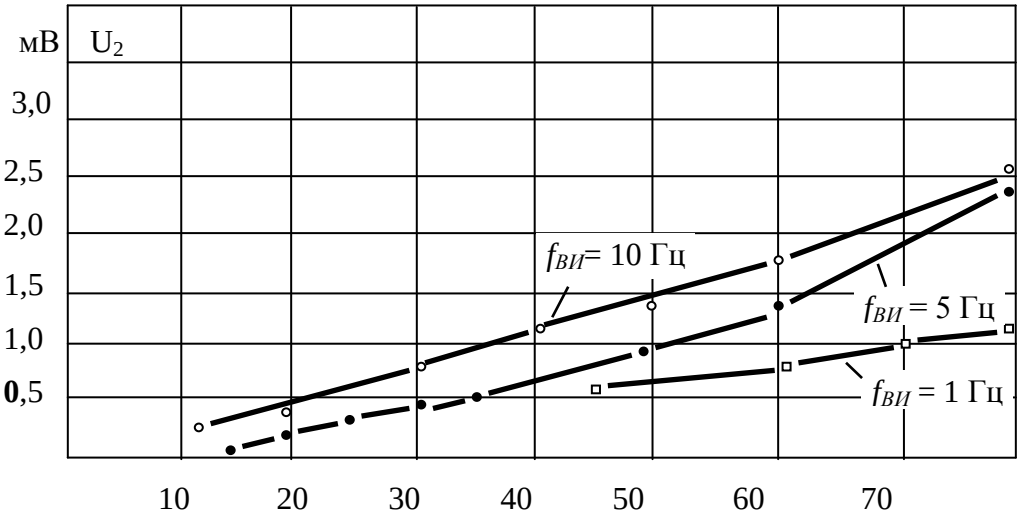


Рис. 2. Исследование чувствительности ПТУ системы *АЈ-1*

Известно [2], что существенного повышения чувствительности индукционного ПТУ можно достичь применением подмагничивания магнитопроводов преобразователя полем более высокой частоты. В [3] приведены результаты исследований ПТУ, выполненного на 2-х магнитопроводах из горячекатаной трансформаторной стали с подмагничиванием током частотой 50 Гц. Чувствительность на частоте $f_{ВИ}$=1,56 Гц составила S_I≈0,4 мВ/мА (выходной сигнал наблюдался на выходе подключенного к выходной обмотке активного фильтра).

По первичной обмотке ПТУ, наряду с током утечки от ИВ, протекают естественные токи утечки с основной частотой сети и её высших гармоник, являющиеся помехой. Из выражения (1) для соотношения сигнал – помеха на выходе индукционного ПТУ при заданном соотношении на входе (ρ_0) получим:

$$\rho_в = \frac{U_2(\omega_В)}{U_2(\omega_п)} = \frac{\omega_В I_у}{\omega_п I_п} = \frac{\omega_В}{\omega_п}\rho_0, \quad (2)$$

где $U_2(\omega_В)$, $U_2(\omega_п)$ – выходные напряжения ПТУ с частотой ИВ и помехи.

Из выражения (2) следует, что при снижении частоты пропорционально снижается соотношение сигнал – помеха на выходе индукционного ПТУ. Так, при соотношении сигнал – помеха на входе $\rho_0=10^{-3}$ и при $f_{ВИ}$=1 Гц, $\rho_в = 2\cdot10^{-5}$. Очевидно, что выделение полезного сигнала представляет чрезвычайно трудную задачу, решение которой осложняется ещё и тем, что при таком уровне помех неизбежно возникновение нелинейных искажений сигнала.

Проведенные исследования показывают, что уменьшение частоты ИВ приводит к снижению чувствительности и помехоустойчивости индукционных ПТУ. Использование принципа наложения переменного напряжения может обеспечить контроль сопротивления изоляции в диапазоне до 100 кОм с погрешностью менее 20% при ёмкости присоединений ЭЭС – порядка единиц и менее мкФ.

Литература

1. Синегубов А.П. Принципы построения устройств контроля сопротивления изоляции автономных электроэнергетических систем переменного тока и их анализ // Известия Северо-Кавказского научного центра высшей школы. Технические науки. – 1978. – № 2. – С. 18-22.

2. Сирота И.М. Защита от замыканий на землю в электрических системах. – Киев: Изд-во АН УССР, 1955. – 208 с.
3. Вайнштейн Р.А., Кулага Ю.А., Потёмкин В.В. Датчики тока для устройств селективного контроля состояния изоляции электрических сетей // Изв. вузов. Энергетика. – 1986. – № 2. – С. 50, 51.

УДК 621.316.925

АНАЛИЗ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ЗАЩИТ ДАЛЬНЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 110 КВ ФИЛИАЛА ОАО «МРСК ЮГА»-«РОСТОВЭНЕРГО»

В.В. Столбовский, А.А. Тимошенко, И.В. Нагай
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

В настоящее время в России наиболее разветвленной структурой распределительных сетевых компаний (РСК), обеспечивающих основное питание городских, сельских и промышленных потребителей электроэнергии, являются ответвительные и промежуточные подстанции напряжением 35-110 кВ (рис.1), что предполагает их высокую надежность. Подстанции данного класса сетей с целью минимизации капитальных затрат выполнены по упрощенным первичным и вторичным схемам и требует применения системы резервирования.

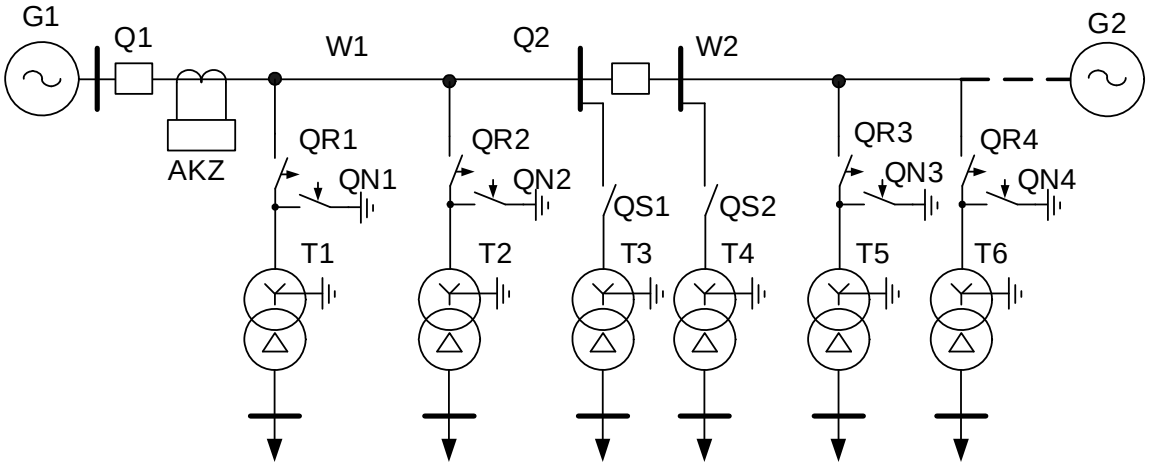


Рис. 1. Поясняющая схема электрической распределительной сети 110 кВ с ответвительными и промежуточными подстанциями

Выявление аварийных режимов затруднено рядом влияющих факторов [1-3]:

– сопоставимости токов короткого замыкания (КЗ) за резервируемыми трансформаторами с токами нагрузки;

– наличия переходных сопротивлений в месте повреждения;

– малых уровней напряжения симметричных составляющих на шинах в месте установки защит при удаленных повреждениях;

– наличия двигательной нагрузки;

– батарей конденсаторов и т.д.

Данные факторы обусловливают, нечувствительность традиционных резервных защит, что может привести к серьезным повреждениям оборудования при КЗ на стороне низшего напряжения трансформаторов ответвительных подстанций.

В филиале ОАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго» был издан приказ №259 от 21.08.09 «О результатах расследования технологического нарушения на ПС 110 кВ Н-16 ПО ЗЭС», который стал основанием для установки на 24 воздушных линиях (ВЛ) 41 устройства защиты типа КЕДР-07 с резервированием трансформаторов на 38 подстанциях. В основном, на ПС, где устанавливается КЕДР-07, в качестве резервных защит установлены панели типа ЭПЗ-1636 с тремя ступенями дистанционной защиты. При проведении проектных работ производился выбор проектно-ориентировочных уставок для каждого устройства с использованием программного комплекса *RTKZ* 2.03, который позволяет рассчитывать аварийные режимы с учетом многократной продольно-поперечной несимметрии и нагрузочных режимов.

Таблица 1

№ п.п.	Информационные признаки	Режим*						
		Альтернативный				Аварийный		
		НР	ПР	ВНГ	БНТ	ТКЗ	ДКЗ	НПФР
1	Фазный ток $I_{\phi i}$	+	+	+	+	+	+	+
2	Аргумент фазного тока $\varphi_{\phi i}$	–	+	–/+	+/–	+	+	+
3	Аварийные составляющие тока $\Delta I_{\phi i}$	–	–/+	+/–	+/–	+	+	+
4	Аварийные составляющие аргумента $\Delta\varphi_{\phi i}$	–	–/+	–	+/–	+	+	+
5	Ток прямой последовательности I_1	+	+	+	+	+	+	+
6	Ток обратной последовательности I_2	–	–	–	+/–	+/–	+	+/–
7	Аварийные составляющие тока прямой последовательности ΔI_1	–	–/+	–/+	+/–	+	+	+
8	Аргумент $\varphi_{12} = \arg(\dot{I}_1 \hat{} \dot{I}_2)$	–	–	–	–/+	+	+	+
9	Реактивная составляющая тока I_p с коррекцией	–	–/+	–/+	–/+	+	+	+
10	Аварийная составляющая ΔI_p с коррекцией	–	–	–	–/+	+	+	+
11	Вторая гармоническая составляющая тока $I_{2\tilde{A}}$	–	–	–	+	–	–	–
12	Ток нулевой последовательности I_0	–	–	–	+/–	–	–	+

* Примечание: НР – нагрузочный режим, ПР – пусковой режим, ВНГ – включение нагрузки, БНТ – бросок намагничивающего тока, ТКЗН – трехфазное короткое замыкание, ДКЗ – двухфазное короткое замыкание, НПФР – неполнофазный режим, «+» – срабатывание защиты, «–» – несрабатывание защиты, «+/–» и «–/+» – возможное как срабатывание, так и несрабатывание защиты, при этом «+/–» с большей вероятностью срабатывание, а «–/+» с большей вероятностью несрабатывание.

Формирование характеристик (областей срабатывания) резервных защит может быть выполнено с учетом описания альтернативных и аварийных режимов

рассматриваемых электрических распределительных сетей. Расширение информационной базы релейной защиты позволяет обеспечить разделение областей аварийных и альтернативных режимов и, как следствие – повысить чувствительность резервных защит. В качестве примера приведена табл. 1, в которой перечислены информационные признаки, характеризующие рассматриваемые выше режимы.

В результате проведенных расчетов было выявлено, что наибольшей чувствительностью ко всем видам повреждения на стороне низшего напряжения трансформаторов обладают орган приращения реактивной составляющей с коррекцией и орган реактивной составляющей с коррекцией (рис. 2). На рис. 2 относительное число чувствительных измерительных органов N_* определено по выражению $N_* = N_ч/N_\sum$, где $N_ч$ −число измерительных органов, отвечающих требованиям достаточной чувствительности; $N_\sum$ − суммарное число установленных резервных защит. При двухфазных коротких замыканиях обеспечивается чувствительность практически для всех устанавливаемых устройств, измерительные органы фазного тока и органа тока прямой последовательности при внедрении устройств в филиал ОАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго» 2013 году оказались чувствительными соответственно в 29% и 12%.

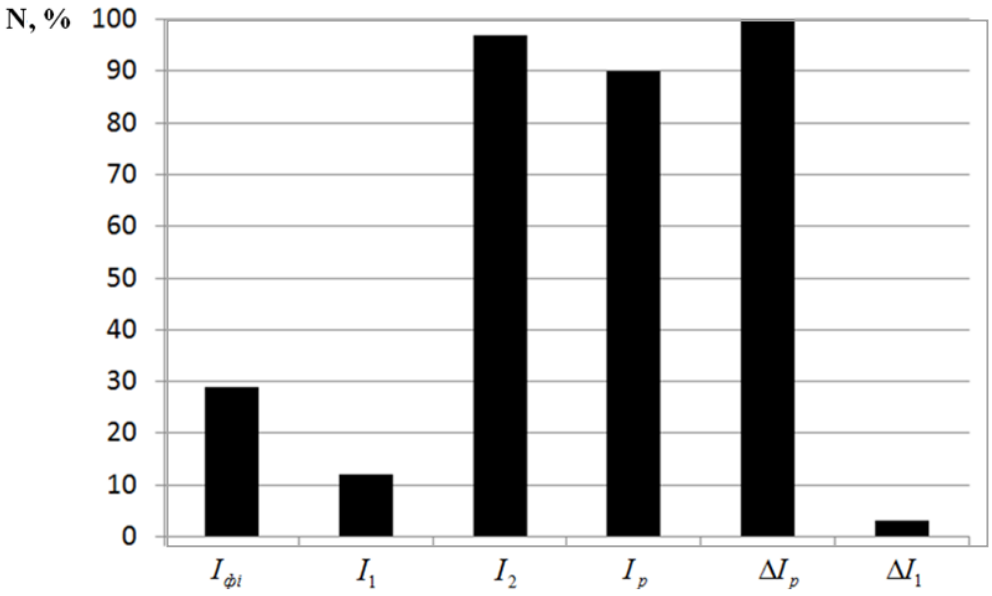


Рис. 2. Диаграмма чувствительности измерительных органов КЕДР-07, представленная в процентах

При этом, в отдельных случаях адаптивные органы реактивной составляющей тока с коррекцией и приращения реактивной составляющей тока с коррекцией не обладали требуемой чувствительностью при выборе уставок защиты по условиям отстройки от нагрузочных режимов, в то время как орган фазного тока с «узкой» угловой характеристикой был чувствителен.

Установленные панели защит типа ЭПЗ-1636 не были чувствительны к КЗ на стороне низшего напряжения защищаемых трансформаторов ни для одной ВЛ, на которых устанавливались устройства КЕДР-07. Системный подход к решению проблемы резервирования в электрических распределительных сетях рассматриваемого класса напряжения позволит выявить защиты с недостаточной чувствительностью и своевременно предусмотреть установку адаптивных резервных защит,

обеспечивающих выявление повреждений за электрически удаленными объектами, к которым относятся трансформаторы малой мощности ответвительных и промежуточных подстанций.

Выводы

1) В целях совершенствования защит дальнего резервирования трансформаторов ответвительных и промежуточных подстанций рекомендуется применять как измерительные органы типа органов фазного тока, тока прямой, обратной последовательностей с использованием специальных органов направления мощности, так и адаптивные измерительные органы с контролем аварийных составляющих, что в совокупности позволит повысить чувствительность и обеспечить высокую надежность срабатывания устройств.

2) Выбор параметров и проверку чувствительности резервных защит рекомендуется проводить с учетом нагрузочных режимов и их изменения в аварийных режимах, что позволит исключить неправильные действия защиты как из-за неоправданно завышенной чувствительности, так и при наличии реверса мощности на линии и двигательной нагрузки.

Литература

1. Нагай В.И. Релейная защита ответвительных подстанций электрических сетей. – Энергоатомиздат, 2002. – 312 с.
2. Нагай И.В. Анализ функционирования измерительных органов сопротивления с контролем аварийных составляющих // Изв. ВУЗов. Электромеханика. – 2008. – Спец. выпуск – С. 100-101.
3. Нагай И.В. Формирование характеристик срабатывания резервных защит воздушных линий с ответвлениями // Изв. ВУЗов. Электромеханика. – 2011. – №2. – С. 56-61.

УДК 621.311.001.57

НАСТРОЙКА РЕГУЛЯТОРА ВОЗБУЖДЕНИЯ ПО ЛИНЕАРИЗОВАННОЙ МОДЕЛИ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

В.А. Тащилин, А.В. Паздерин, П.В. Чусовитин, Г.С. Шабалин
Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург

Автоматическое регулирование возбуждения (АРВ) генератора играет одну из важнейших ролей с точки зрения поддержания установившегося режима энергосистемы и сохранения устойчивой параллельной работы. Задача автоматического регулирования возбуждения – поддержание неизменного уровня напряжения за счет регулирования вырабатываемой реактивной мощности.

В отечественной энергосистеме наибольшее распространение получила система автоматического регулирования возбуждения сильного действия (СД), которая реагирует не только на изменение напряжения и частоты в энергосистеме, но и на производные этих сигналов. С одной стороны, АРВ СД существенно повышает пропускную способность сети и устойчивость работы энергосистемы в целом. С другой стороны, при неправильных настройках такой регулятор может послужить источником нарушения устойчивости в результате самораскачивания. В результате, правильность выбора настроек регулятора возбуждения сильного действия имеет важное практическое значение.

Традиционные методы настройки регуляторов основываются на линеаризации систем дифференциальных уравнений и применении методов линейной алгебры. Здесь наиболее распространенным методом настройки АРВ является метод D-разбиения. Однако стоит отметить, что данный метод эффективен лишь при настройке регулятора с одним или двумя параметрами. Настройка регуляторов возбуждения с большим числом параметров осуществляется, как правило, эмпирически [1], поэтому разработка подходов к настройке регуляторов возбуждения является практически значимой задачей.

В данной статье предложена методика настройки регулятора возбуждения сильного действия по линеаризованной модели энергосистемы с применением методов оптимизации для поиска параметров регулятора. Схожий подход, но на основе идентифицированной модели представлен в [2].

Для анализа электромеханических переходных процессов использовалась одномашинная модель энергосистемы, изображенная на рис. 1.

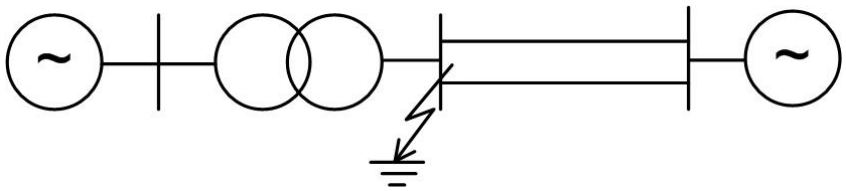


Рис. 1. Схема исследуемой сети

В пакете Simulink ПО Matlab была создана пользовательская модель генератора на основе стандартных блоков. Данная модель описывается системой из 6 дифференциальных уравнений. Уравнение движение ротора и уравнение переходного процесса в обмотке возбуждения приняты в соответствии с [3, 4]. Модель генераторного агрегата включает в себя модели турбины и регулятора скорости вращения, данный модели сформированы на основе материала, изложенного в [5]. Поскольку для пользовательских блоков нет возможности использовать стандартную инициализацию параметров машин из Powergui [6], эта модель сопровождается программным кодом для инициализации начальных значений дифференцируемых переменных на основе расчета установившегося режима. Система уравнений, описывающая генератор, представлена ниже:

$$\begin{cases} \tau_j \dfrac{d\Delta\omega}{dt} = \dfrac{\left(\alpha m_{HP} + (1-\alpha) m_{LP}\right) - P_e}{1+\Delta\omega} \\ \dfrac{d\delta}{dt} = \omega \\ T'_{do} \dfrac{dE'_q}{dt} = E_{qe} - E'_q - I_d \left(x_d - x'_d\right) \\ T_{reg} \dfrac{dm}{dt} = \dfrac{\Delta\omega}{R} + m_{ref} - m \\ T_{HP} \dfrac{dm_{HP}}{dt} = m - m_{HP} \\ T_{LP} \dfrac{dm_{LP}}{dt} = m_{HP} - m_{LP} \end{cases}, \quad (1)$$

где m – положение регулировочного клапана турбины, в относительных единицах равное моменту и мощности турбины; m_{ref} – уставка регулятора скорости по мощности; m_{HP}, m_{LP} – мощность цилиндра высокого и низкого давления соответственно; α – доля пара, отбираемого на промежуточный перегрев; T_{reg}, T_{HP}, T_{CH} – постоянные времени регулятора скорости, ЦВД и ЦСД соответственно.

Модель регулятора возбуждения сильного действия сформирована на основе описания, изожженного в [7]. Структурная схема устройства регулирования возбуждения сильного действия представлена на рис. 2.

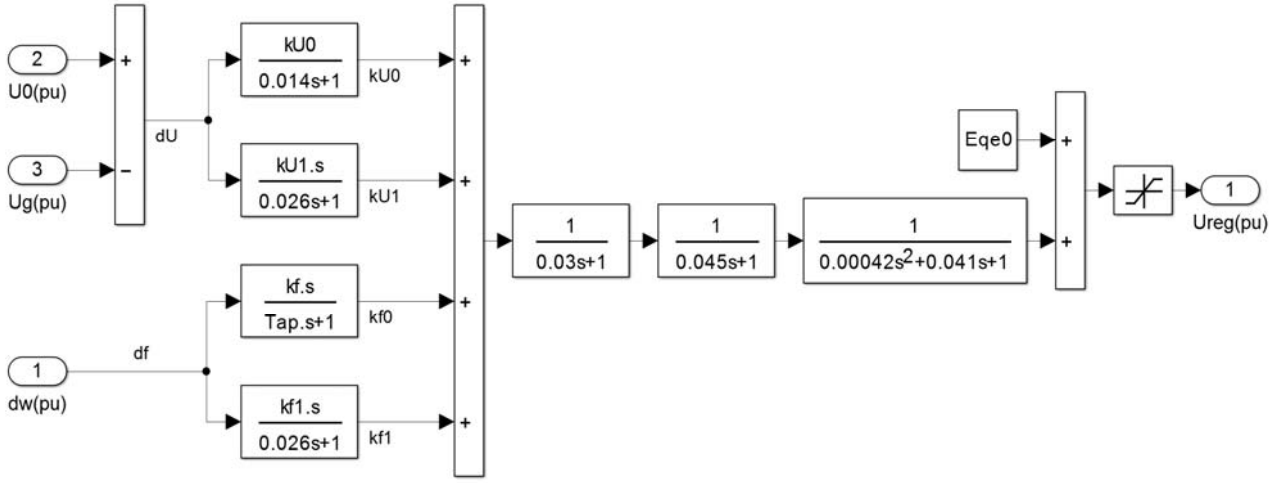


Рис. 2. Структурная схема блока АРВ СД

Из теории устойчивости известно, что устойчивость динамической системы можно оценить по положению собственных чисел матрицы частных производных системы дифференциальных уравнений. Действительные части комплексно-сопряженных корней определяют декремент затухания, а мнимые части - частоту колебаний. Из этого можно заключить, что чем больше по модулю действительные части корней, тем быстрее затухают колебания в системе. Соответственно, настройки регулятора возбуждения должны обеспечивать наибольшее смещение собственных чисел матрицы состояния в левую часть комплексной плоскости. Вариант такого подхода к настройке регуляторов возбуждения изложен в [2].

В данной работе этот подход был применен для настройки АРВ СД. Как было отмечено, в программном комплексе Matlab была создана схема электрической сети, для которой определялась линеаризованная модель. Параметры линеаризованной модели включают в себя элементы, определяемые настройками регулятора возбуждения.

С помощью алгоритма непосредственного поиска[8] определялись такие параметры, при которых значение целевой функции:

$$\min J = \max_i \frac{\alpha_i}{\sqrt{\alpha_i^2 + \omega_i^2}}, \qquad (2)$$

где J – значение целевой функции; α_i, ω_i – действительная и мнимая часть *i*-ого собственного числа; принимало наименьшее значение. При определении значения целевой функции производился отбор собственных чисел, соответствующих низкочастотным электромеханическим колебаниям в интервале от 0,2 до 2 Гц.

На рис. 3 представлены кривые изменения частоты во времени после короткого замыкания.

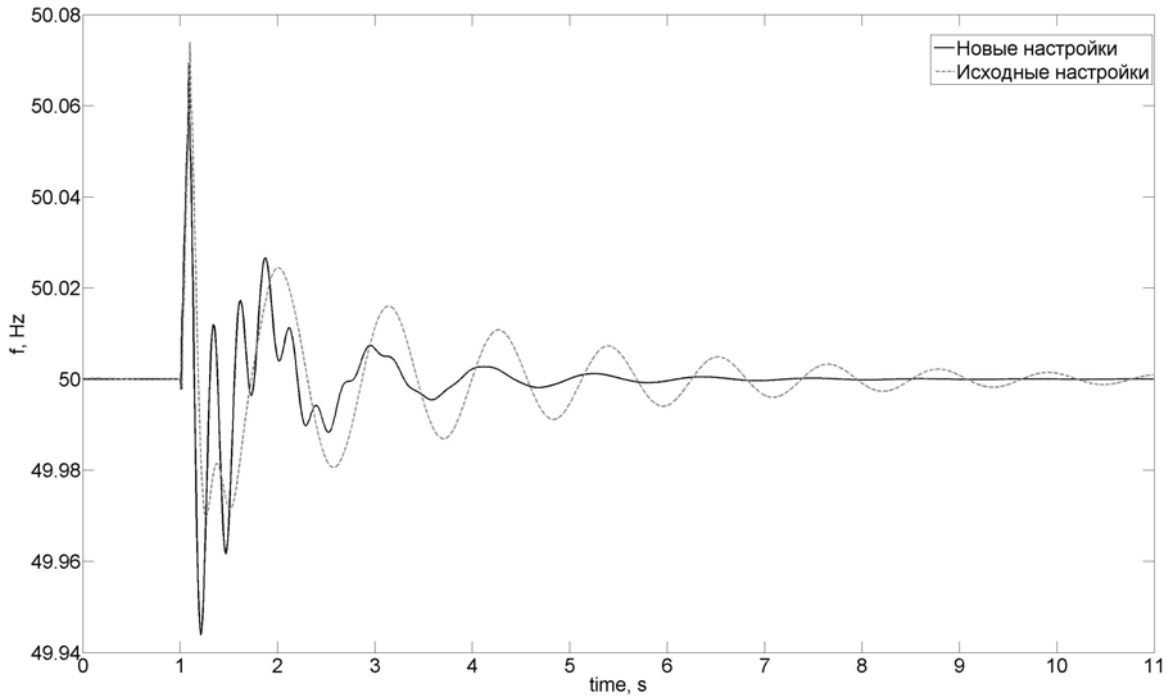


Рис. 3. Кривые частоты

В качестве первого приближения были выбраны усредненные настройки АРВ СД. Сравнение поведения системы при начальных и новых настройках, полученных в результате работы оптимизационного алгоритма, производилось на примере реакции системы на трехфазное короткое замыкание. Место короткого замыкания указано на рис. 1. Из графиков видно, что демпфирование низкочастотных колебаний происходит быстрее.

В данной статье показаны результаты настройки автоматического регулятора возбуждения сильного действия по линеаризованной модели энергосистемы. Как можно видеть из полученных кривых, данный метод дает хороший результат с точки зрения повышения демпфирования низкочастотных электромеханических колебаний. В дальнейшем планируется обобщить метод для настройки многомашинной системы. В качестве исходных данных для работы алгоритма предполагается замена линеаризованной модели на идентифицированную в соответствии с методами изложенными в [9,10]. Что позволит в перспективе настраивать АРВ СД для текущей режимной ситуации в реальном времени.

Литература

1. Армеев Д.В., Михеев А.В., Чеходанских А.В. Расчет параметров АРВ синхронного генератора методом модальной оптимизации // Сборник научных трудов НГТУ. – 2011. – №2(64) – 105-116.

2. Masayuki Watanabe, Takanori Izumi, Takuhei Hashiguchi, Yasunori Mitani An approach for tuning of power system stabilizers based on the wide area phasor measurement // 15th PSCC, Liege, 22-26 August 2005.
3. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем – М.: Энергия, 1979. – 456 с.
4. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах: Учеб для эненерг. спец. вузов – 4-е издание. – М.: Высшая школа, 1985. – 536 с.
5. Kundur P. Power system stability and control, McGraw-Hill Inc, 1994.
6. Овчаренко Н.И. Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник для вузов. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 504 с.: ил.
7. Черных В.И. Моделирование эле ктротехнических устройств в Matlab, SimPowerSystem и Simulink. – М.: ДМК Пресс; СПб.: Питер, 2008. – 280 с.
8. Chusovitin P.V., Pazderin A.V. Transiemt prediction and small-signal stability analysis using PMU-based power system identification // AsiaPES 2012, Phuket, Thailand, 2-4 April 2012.
9. Chusovitin P.V., Pazderin A.V. Implementation of power system model identification for locating in-phase generators // Proceedings of 3rd IEEE PES ISGT Europe, Berlin, 2012.

УДК 621.311

АДАПТИВНЫЕ АЛГОРИТМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМОМ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ ПОСТОЯННОГО ТОКА

К.А. Токарь, А.Н. Андреев
Южно-Уральский государственный университет, Челябинск

Интенсивное внедрение силовых полупроводниковых устройств в электроэнергетике одновременно с развитием средств телеметрии и микропроцессорного управления обеспечивает более эффективное управление в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах электроэнергетических систем. Степень устойчивости энергосистемы к внешним возмущающим воздействиям напрямую связана с наличием гибких средств автоматического регулирования режимов работы линий электропередач и управления нагрузкой. Традиционными средствами управления в этом случае являются автоматические регуляторы (ограничители) перетока мощности линий электропередач [1], автоматические регуляторы напряжения в узлах сети на базе статических тиристорных и синхронных компенсаторов, системы автоматического отключения нагрузки (САОН). Основными недостатками указанных средств автоматического управления являются ограниченная возможность изменения режима работы энергосистемы за счет оптимизации (перераспределения) перетоков активных и реактивных мощностей, необходимость разгрузки отдельных линий электропередачи и узлов за счет отключения части потребителей. При этом усложняется задача дозирования управляющих воздействий, ведь фиксированное число присоединений, заведенных под САОН, и меняющийся с течением лет их график нагрузки, усложняют задачу сохранения устойчивости послеаварийных режимов.

Существующие на сегодняшний день технологии, а именно, управляемые передачи переменного тока (FACTS), обеспечивающие принудительные форсировку и изменение направления потока мощности, линии электропередачи и вставки постоянного тока, позволяющие перераспределять мощность между узлами сети, централизованные микропроцессорные комплексы противоаварийного управления, обеспечивающие расчет автоматической дозировки управляющих воздействий в

режиме реального времени, системы сбора и передачи информационных сигналов телеизмерений, обеспечивающие возможность непрерывного контроля режимных параметров и дистанционного управления, предоставляют возможность решения вышеописанных задач.

Эффективное использование данных технологий невозможно без разработки адаптивных алгоритмов управления активными элементами электроэнергетической сети. Так, например, возможность относительно быстрого регулирования величины и направления потока активной мощности по передаче постоянного тока, использующей преобразователи напряжения для связи с сетью переменного тока [2], позволяет значительно повысить устойчивость и управляемость нормальных, аварийных и послеаварийных режимов систем, которые содержат в себе такие передачи [1].

Рассмотрим возможность разгрузки электропередачи переменного тока за счет управления режимом работы полностью управляемой электропередачи постоянного тока (рис. 1):

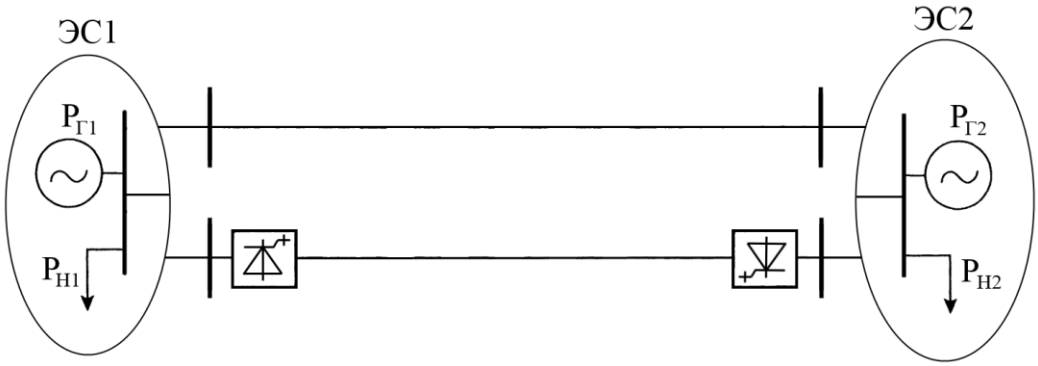


Рис. 1. Управляемое сечение, содержащее гибкую линию постоянного тока

Управление режимом работы электропередачи постоянного тока обеспечивает разгрузку прилегающей сети переменного тока от нерегулярных колебаний мощности P_k. Из [1] известно, что коэффициент запаса по активной мощности для сети переменного тока, определяется по формуле (1):

$$K_З = \frac{(P_{пред} - P_k) - P}{P}, \quad (1)$$

Также из [1] амплитуда нерегулярных колебаний определяется по формуле (2):

$$P_k = K_k \sqrt{\frac{P_{Н1} P_{Н2}}{P_{Н1} + P_{Н2}}}, \quad (2)$$

где K_k – коэффициент, характеризующий эффективность управления мощностью в сечении; $P_{Н1}$, $P_{Н2}$ – эквивалентные суммарные нагрузки в каждой из связываемых энергосистем.

Автоматическое управление загрузкой гибкой линии в диапазоне ± P_k позволило бы увеличить пропускную способность линий переменного тока в сечении на величину P_k.

Подобное управление режимом работы электропередачи постоянного тока возможно как в нормальных/послеаварийных режимах работы энергосистемы с целью оптимизации распределения перетоков мощности и загрузки линий электропередачи переменного тока, снижения потерь в сети, так и в аварийных режимах – с целью обеспечения устойчивости линий электропередачи переменного тока и может быть реализовано в виде одной из ступеней централизованного комплекса АПНУ.

Литература

1. Глускин И.З., Иофьев Б.И. Противоаварийнаяавтоматикавэнергосистемах. Т.1. – М.: Знак, 2009. – 568 с.
2. VijayK. Sood. HVDC and FACTS Controllers: Applications of Static Converters in Power Systems. Boston: Kluwer Academic Publishers, 2004. – 295 с.

УДК 621.316.925

АНАЛИЗ СХЕМ ПОДКЛЮЧЕНИЯ ВТОРИЧНЫХ ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА НУЛЕВОЙ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТИ ДЛЯ ПАРАЛЛЕЛЬНО ВКЛЮЧЕННЫХ КАБЕЛЕЙ 6-35 КВ

А.В. Украинцев, А.С. Бабичев, Д.В. Рязанов, Н.П. Медведева
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

Однофазные замыкания на землю (ОЗЗ) в электрических распределительных сетях напряжением 6-35 кВ являются достаточно частым видом повреждений. Такие замыкания составляют по данным разных авторов от 70 до 90 % [1, 2] от общего числа повреждений. В связи с этим, получают все более широкое распространение защиты от ОЗЗ, использующие различные принципы определения поврежденного присоединения. Одним из таких принципов является принцип относительного замера высших гармонических составляющих токов нулевой последовательности в отходящих от секции сборных шин кабельных или воздушных линиях.

Принцип относительного замера высших гармоник хорошо зарекомендовал себя на практике, поскольку является простым и не требующим проведения сложных расчетов. Однако он имеет некоторые недостатки: абсолютное значение высших гармонических составляющих зависит от переходного сопротивления замыкания, кроме того уровень высших гармоник в сети различается в зависимости от режима и конфигурации сети, и этот принцип не применим на подстанциях с двумя отходящими присоединениями. При возникновении ОЗЗ высшие гармонические составляющие неповрежденных присоединений суммируются в поврежденном, тем самым увеличивая в нем абсолютное действующее значение тока высших гармоник по сравнению с уровнем высших гармонических составляющих в каждом из неповрежденных присоединений.

Одним из возникающих при эксплуатации защиты от ОЗЗ вопросов, является вопрос схемы подключения трансформаторов тока нулевой последовательности (ТТНП) к реле в случае, когда один потребитель подключен к сборным шинам дву-

мя или более кабелями. В этом случае на каждом кабеле, как правило, устанавливается отдельный ТТНП. Вторичные обмотки этих ТТНП, например, в соответствии с [3], могут быть включены либо параллельно, либо последовательно, после чего подключается токовое реле. В [3] рекомендуется, как правило, включать вторичные обмотки ТТНП последовательно. При таком подключении, в случае внешнего ОЗЗ, емкостные токи (и их высшие гармонические составляющие) каждого из кабелей оказываются приближенно равными и не оказывают существенного взаимного влияния, таким образом, в токовое реле попадает ток высших гармонических составляющих, пропорциональный такому току в одном из кабелей. В случае же ОЗЗ на одном из рассматриваемых кабелей (особенно в крайнем случае, когда ОЗЗ произошло в непосредственной близи от ТТНП) по поврежденному кабелю протекает суммарный ток ОЗЗ за вычетом тока поврежденного кабеля, а по неповрежденным кабелям собственные токи, направленные встречно (рис. 1). В таком случае сопротивление нагрузки на ТТНП складывается из сопротивления токовой обмотки защиты от ОЗЗ, сопротивления контрольного кабеля и сопротивления вторичных обмоток ТТНП неповрежденных кабелей. Они при встречном токе могут оказаться очень большими, и имеют преимущественно индуктивный характер. Это в первую очередь приводит к значительному ослаблению высших гармонических составляющих во вторичном токе ТТНП поврежденного присоединения.

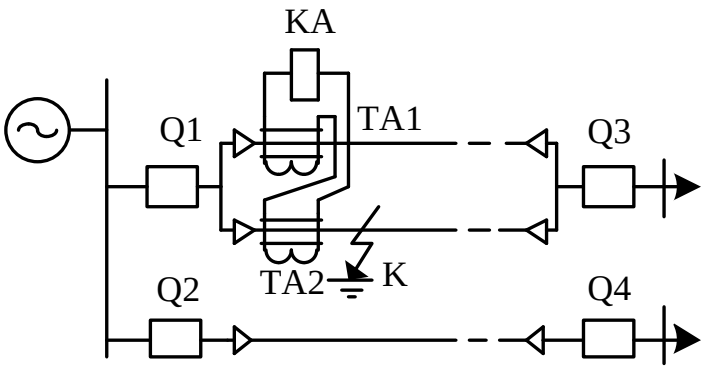


Рис. 1. Схема подключения защиты от ОЗЗ к вторичным обмоткам ТТНП, соединенным последовательно

Для исследования указанного эффекта на кафедре «Электрические станции и электроэнергетические системы» (ЭСиЭЭС) были проведены эксперименты по схеме, приведенной на рис. 1. В качестве ТТНП применялись трансформаторы ТЗЛМ, вторичные обмотки которых подключались к токовым обмоткам реле защиты от ОЗЗ Реном-04Т. Схема подключения вторичных обмоток ТТНП применялась как параллельная так последовательная. Осциллограммы вторичных токов нулевой последовательности при замыкании на землю на одном из параллельных кабелей при последовательном и параллельном соединении ТТНП представлены на рис. 2, их спектры на рис. 3. Уровень пятой (250 Гц) гармоники тока при параллельном соединении ТТНП составляет (рис. 3) не менее 15% от тока основной гармоники, в то время как при последовательном соединении эта же гармоника ослабляется почти до 10%. Аналогичная ситуация складывается и с остальными гармоническими составляющими, только в меньшей степени.

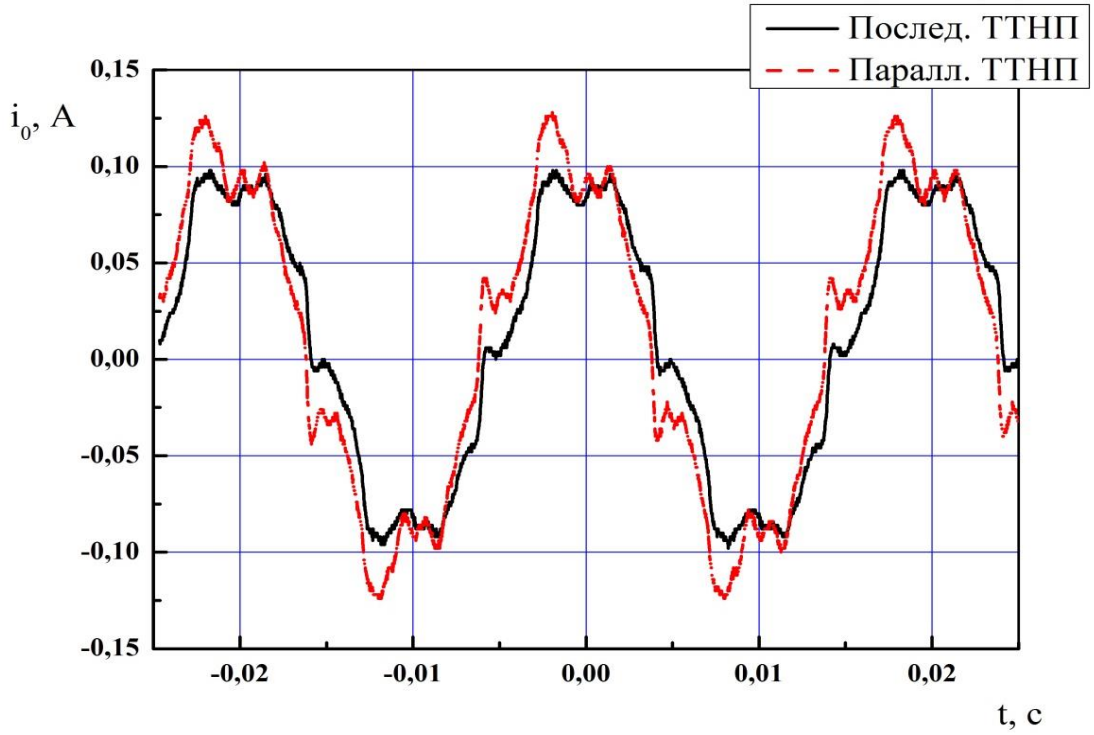


Рис. 2. Вторичный ток нулевой последовательности для параллельного и последовательного подключения ТТНП

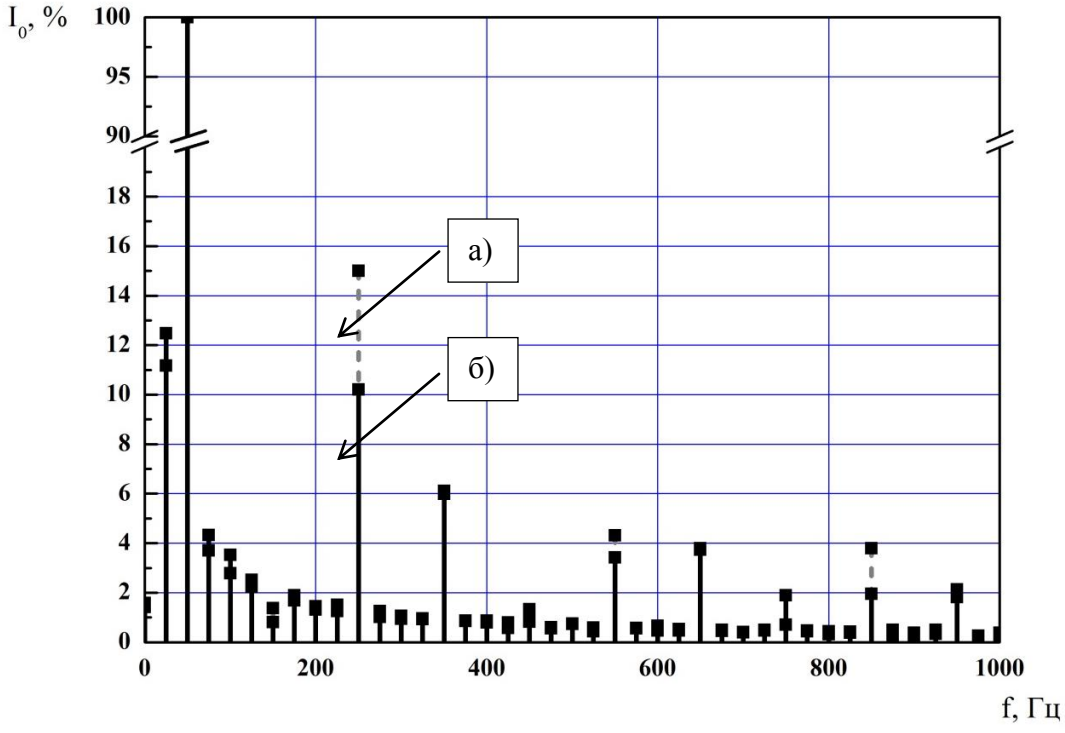


Рис. 3. Спектры вторичных токов нулевой последовательности для параллельного а) и последовательного б) подключения ТТНП, приведенные к основной гармонике

Таким образом, для защит от ОЗЗ, реагирующих на высшие гармонические составляющие в токе нулевой последовательности, которые устанавливаются на присоединения, выполненные несколькими кабелями, подключение вторичных обмоток ТТНП таких кабелей последовательно может привести к отказу защиты от

ОЗЗ из-за значительного ослабления высших гармонических составляющих во вторичном токе ТТНП. Параллельное подключение ТТНП хотя и увеличивает нагрузку на каждый ТТНП в отдельности, но не препятствует протеканию высших гармонических составляющих в токовую обмотку защиты.

Литература

1. Шуин В.А., Гусенков А.В. Защиты от замыканий на землю в электрических сетях 6-10 кВ. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2001. – 102 с.
2. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. – М.: Энергия, 1971. – 152 с.
3. Федосеев А.М. Релейная защита электрических систем. – М.: Энергия, 1976. – 560 с.

УДК 621.31

УСТРОЙСТВА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ ДЛЯ ЛИНИЙ 6 – 35 кВ

М.А. Федорова
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Кировское РДУ, г. Киров

Внедрение переносных приборов для определения места однофазного замыкания на землю в сетях 6 - 35 кВ является эффективным средством повышения надежности электроснабжения потребителей и обеспечения безопасности обслуживания электросетей.

Наиболее широко в энергосистемах применяются серийно изготавливаемые приборы «Поиск-1», «Волна» и «Зонд». Однако они имеют существенные недостатки, такие как: большие габариты и масса, сложность применения и настройки, отказы при использовании прибора для определения сложных видов повреждений и т.д. Данные приборы осуществляют непрерывный контроль за составляющей электромагнитного поля только конкретной частоты, что является неприемлемым, так как в данном случае невозможно гарантировать надежность отыскания места повреждения на линиях различной конфигурации.

Воздушные распределительные сети 6 - 35 кВ работают с изолированной или компенсированной нейтралью. Для сетей с изолированной нейтралью значение тока замыкания на землю (переходное сопротивление не учитывается) может быть ориентировочно определено по формуле:

$$I_c = 2,7 \cdot U_{\text{л}} \cdot l_c \cdot 10^{-3},$$

где I_c – ток замыкания, А; $U_{\text{л}}$ – линейное напряжение, кВ; l_c – суммарная длина сети, км.

Значения этих токов невелики. Во многих случаях они на один или даже два порядка меньше токов нагрузки.

В компенсированных сетях ток замыкания на землю зависит, кроме того, от степени компенсации емкостного тока [1]. По измеряемым составляющим тока и напряжения переносные приборы делятся на две группы: приборы, работающие на частоте 50 Гц, и приборы, работающие на высших гармонических составляющих.

Каждая группа в свою очередь включает как токовые, так и направленные приборы. Токовые приборы используются для сравнительной оценки токов нулевой последовательности в линиях и участках сети при замыкании на землю. Направленные приборы дают возможность определить направление протекания этих токов.

Направленные приборы позволяют по показаниям индикатора определить направление к месту повреждения в точке сети, если значение соответствующей составляющей тока нулевой последовательности в данной точке сети достаточно для работы прибора.

Применение приборов, использующих составляющие основной частоты, встречает трудности из-за влияния магнитного поля токов нагрузки, напряженность которого сравнима с напряженностью магнитного поля тока замыкания на землю. Наличие вблизи линии нескомпенсированного магнитного поля токов нагрузки объясняется несимметричным расположением проводов линии по отношению к точке расположения переносного прибора.

Использование высших гармонических составляющих имеет то преимущество, что их относительный уровень в токе замыкания на землю по сравнению с уровнем в токе нагрузки тем выше, чем выше номер гармоники. Это объясняется емкостным характером сопротивления в контуре протекания тока замыкания на землю и в значительной степени индуктивным характером сопротивления в контуре протекания тока нагрузки. Поэтому при использовании высших гармонических составляющих влияние магнитного поля токов нагрузки существенно меньше. Замыкания на землю в большинстве случаев происходят через переходное сопротивление. В процессе протекания тока замыкания на землю значение этого сопротивления, как правило, не остается неизменным. Изменения переходного сопротивления, часто значительные, вызывают изменения уровня гармонических составляющих тока. Так как емкостное сопротивление в контуре прохождения тока замыкания на землю тем меньше, чем выше номер гармоники, влияние изменений переходного сопротивления на изменение уровня высших гармоник тем больше, чем выше номер гармоники.

Таким образом, хотя более высокие гармоники дают возможность лучшей отстройки от влияния токов нагрузки, нестабильность их уровня вследствие изменения переходного сопротивления затрудняет работу с прибором, использующим более высокие гармоники.

Рассмотрим некоторые факторы, влияющие на появление и амплитуду высших гармоник.

Измерения в сетях 6 - 10 кВ показывают на наличие значительных фоновых составляющих высших гармоник напряжения в сетях с заведомо линейными нагрузками, причем доминирующими являются 5 и 7 гармоники. Объяснить появление таких гармоник соответствующим их проникновением из высоковольтной питающей сети удается не всегда. Представляется, что одной из главных причин их возникновения является влияние нелинейных шунтов намагничивания трансформаторов (6-10)/0,4 кВ, суммарная мощность которых может быть соизмерима с мощностью трансформаторов связи с энергосистемой. Вследствие сильной несимметрии магнитопровода трехфазных стержневых трансформаторов этого класса напряжения, токи намагничивания крайних фаз в 1,4 – 1,5 раза превышают ток намагничи-

вания в средней фазе. По этой причине в токе намагничивания присутствую все нечетные гармоники. Наибольший вес, как уже упоминалось выше, имеют 5 и 7-ая гармоники. К примеру, в распределительных сетях 6 - 35 кВ амплитуда пятой гармоники напряжения часто достигает величины $(0,1\text{-}0,15)U_{lн}$ даже при незначительном увеличении напряжения. При однофазном замыкании на землю напряжения в фазах отличаются от номиналов.

В [2] для пятой гармоники приведена следующая зависимость:

Таблица 1

Зависимость амплитуды пятой гармоники напряжения от напряжения первой гармоники

$U_1/U_{1ном}$	0,8	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6
$(U_5)_{max}/U_{1ном}$	0,06	0,13	0,24	0,37	0,37	0,34	0,28	0,24

Для большей наглядности, представим ее в виде графика (рис. 1):

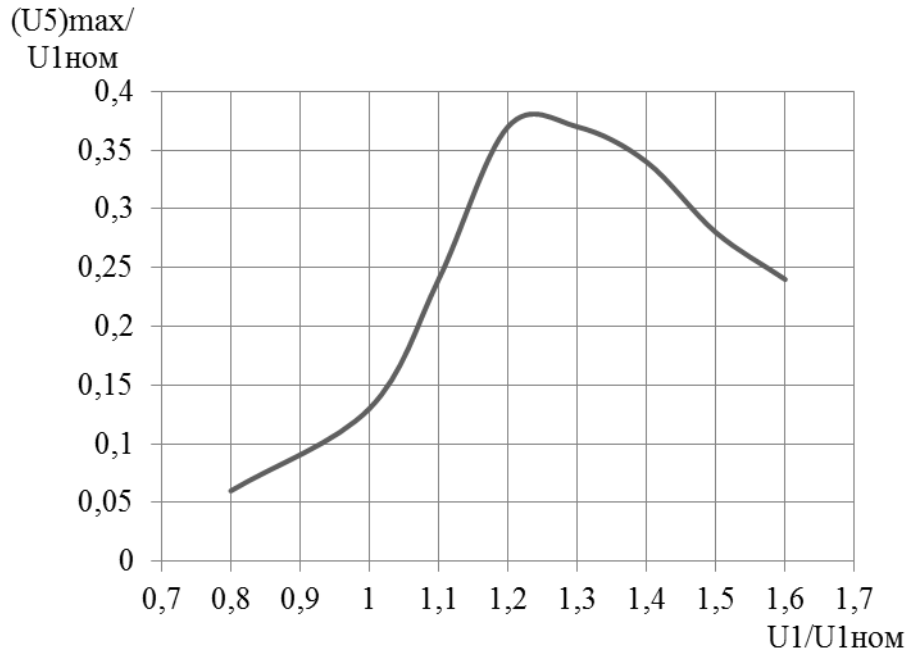


Рис. 1. Зависимость амплитуды пятой гармоники напряжения от напряжения первой гармоники

Как видно из графика, зависимость амплитуды высших гармоник от напряжения первой гармоники довольно сложна, в частности из-за резонансных явлений. Чтобы правильно определить направление к месту замыкания на землю, переносные приборы должны обладать способностью проводить сравнительный анализ всего спектра частот, после чего выбирать составляющую той частоты, по которой будет производиться дальнейший поиск места аварии.

Литература

1. Кузнецов А.П. Определение мест повреждения на воздушных линиях электропередачи. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 105 с.
2. Либкинд М.С. Высшие гармоники, генерируемые трансформаторами. – М.: Издательство Академии Наук СССР, 1962. – 101 с.

УДК 621.31

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА В ПЕРЕХОДНЫХ РЕЖИМАХ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ В СЕТЯХ 6-35 КВ

Г.А. Филатова
Ивановский государственный энергетический университет

Введение. Большая часть однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) в электрических сетях среднего напряжения 6-35 кВ, прежде всего, в начальной стадии развития повреждения изоляции, имеет дуговой неустойчивый характер [1 и др.]. Переходные процессы, возникающие при первом и повторных пробоях изоляции, оказывают существенно влияние на эффективность функционирования устройств защиты от ОЗЗ, основанных на использовании различных составляющих установившегося режима замыкания (составляющих промышленной частоты, высших гармоник, наложенных токов). В сетях 6-35 кВ получили также применение устройства защиты от ОЗЗ, основанные на использовании электрических величин переходного процесса. На использовании переходных процессов основаны ряд способов определения зоны ОЗЗ.

Устройства защиты от ОЗЗ в сетях 6-10 кВ по цепям тока подключаются, как правило, к кабельным трансформаторам тока нулевой последовательности (ТТНП), на воздушных линиях, прежде всего, напряжением 35 кВ – на сумму токов фазных трансформаторов тока (ТТ). Поэтому для решения задач, связанных с совершенствованием способов и устройств защиты от ОЗЗ и разработкой способов и устройств определения зоны пробоя изоляции при ОЗЗ представляет практический интерес исследование работы кабельных ТТНП и фазных ТТ в переходных режимах ОЗЗ.

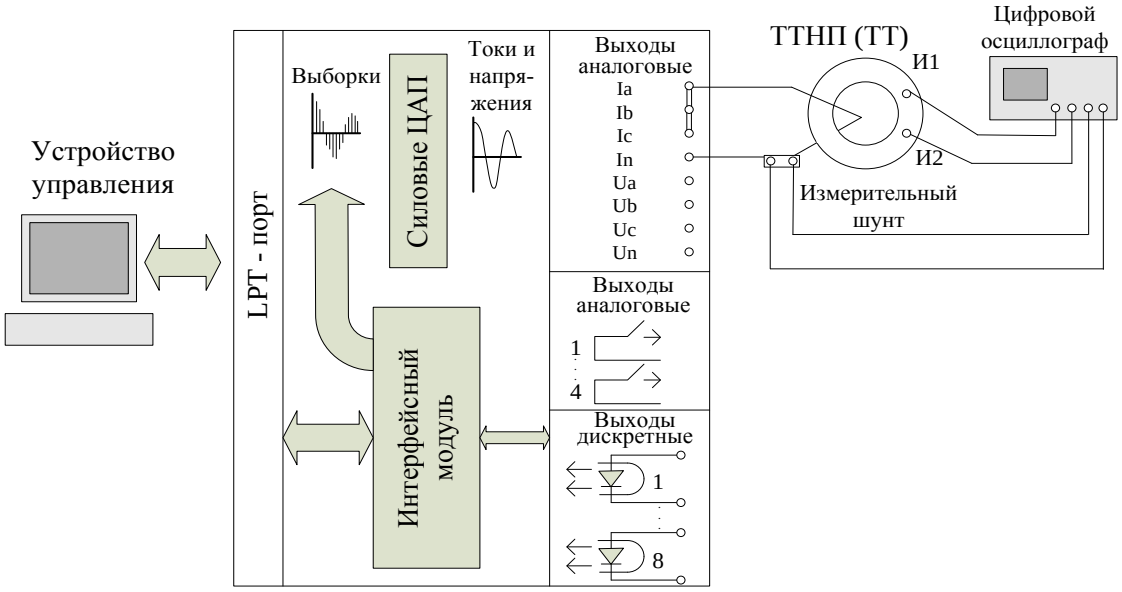


Рис. 1. Структурная схема системы для физико-математического моделирования динамических режимов работы ТТ и ТТНП с использованием РЕТОМ

Методы исследования работы ТТ и ТТНП в переходных режимах ОЗЗ. Для экспериментальных исследований динамических режимов работы ТТНП и ТТ применялся метод физико-математического имитационного моделирования с использованием программно-аппаратного комплекса РЕТОМ-51 и системы моделирования Matlab (рис. 1). Тестовые сигналы переходных токов ОЗЗ для экспериментальных испытаний ТТНП и ТТ были получены на математических моделях сетей 6-35 кВ, выполненных в системе моделирования Matlab. Полученные на математических моделях тестовые сигналы - токи 3i0 в переходных режимах ОЗЗ с помощью специальной программы преобразовывались в осциллограммы в COMTRADE-формате. Для испытаний реальных образцов ТТ и ТТНП тестовыми сигналами применялся программно-аппаратный комплекс типа РЕТОМ-51, обеспечивающий возможность воспроизведения в цепях тока любого электромагнитного процесса, записанного в COMTRADE-формате.

Возможности устройства РЕТОМ-51 позволяют моделировать первичные токи нулевой последовательности с амплитудой до 60А в диапазоне частот до 500 Гц. Практические исследования с использованием РЕТОМ-51 показали, что для затухающих колебаний приемлемую точность воспроизведения COMTRADE-осциллограмм можно получить примерно до частоты 1 кГц. При исследованиях переходных режимов ТТНП амплитуду первичного тока также можно увеличить за счет увеличения числа витков первичной обмотки W1ТТНП. Для исследований работы ТТ и ТТНП при больших, чем указанные выше, значениях амплитуды и частоты колебаний переходного тока ОЗЗ использовались математические модели трансформаторов тока, разработанные в среде системы моделирования Matlab.

Экспериментальные исследования работы фазных ТТ и ТТНП в переходных режимах ОЗЗ. Для исследований использоваись ТТ типа ТЛМ-10 с коэффициентом трансформации КI = I1 ном/I2 ном = 50/5 с сердечниками класса 10Р и 0,5 и наиболее широко применяемый в устройствах защиты от ОЗЗ кабельный ТТНП с неразъемным магнитопроводом типа ТЗЛМ.

Анализ результатов экспериментальных исследований показал, что фазные ТТ класса 10Р при номинальной вторичной нагрузке в диапазоне первичных переходных токов с амплитудой от $0{,}1\sqrt{2}I1$ ном до $\sqrt{2}I1$ ном с частотой колебаний до 1 кГц обеспечивают погрешности по току, не превышающие допустимые 10%. Токовые погрешности кабельного ТТНП типа ТЗЛМ при малых вторичных нагрузках ($Z_в \leq 0{,}1$ Ом) в диапазоне амплитуд первичных переходных токов до 30-40 А также не превышают 10 %.

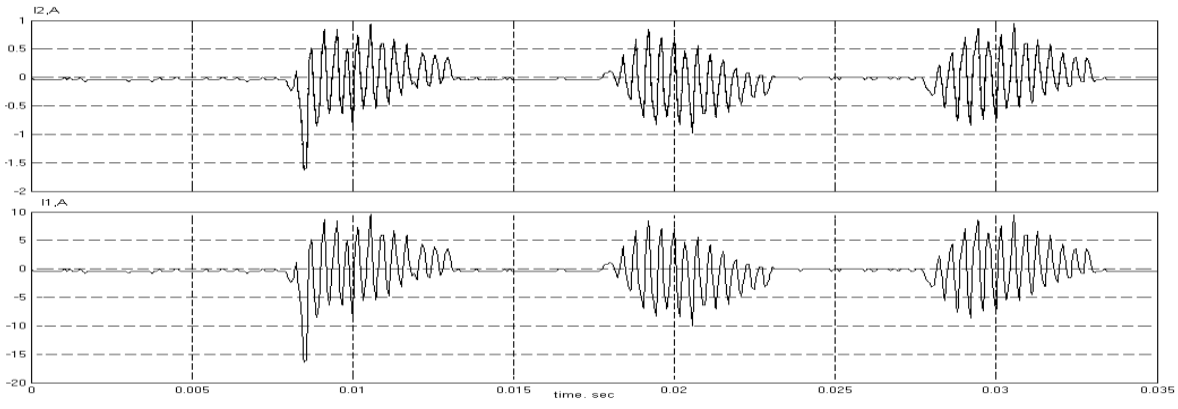


Рис. 2. Осциллограммы вторичного (верхняя осциллограмма) и первичного токов ТТ ТЛМ – 10 с сердечником класса точности 10Р при дуговом перемежающемся ОЗЗ

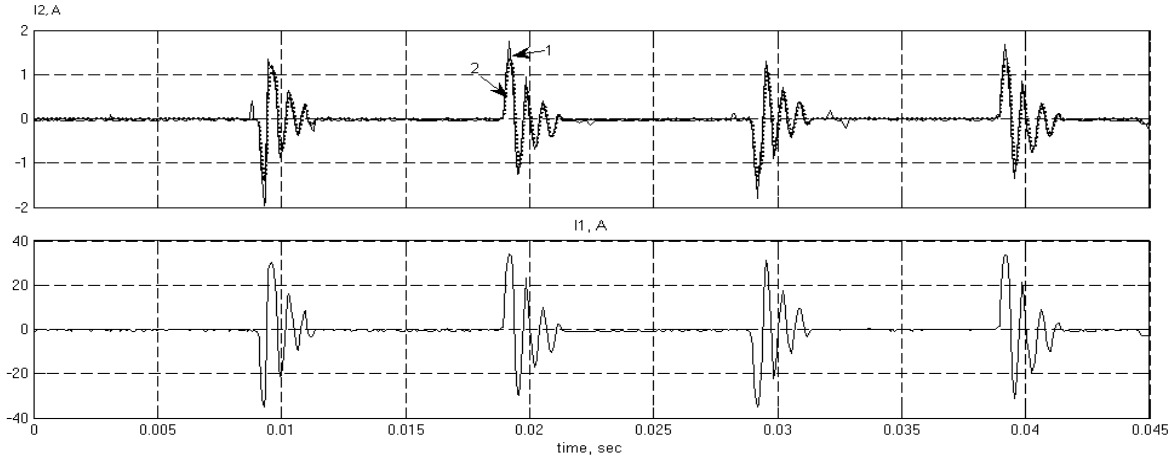


Рис. 3. Осциллограммы первичных (нижняя осциллограмма) и вторичных (верхняя осциллограмма) токов ТТНП типа ТЗЛМ при дуговом перемежающемся ОЗЗ

На рис. 2 и 3 в качестве иллюстрации приведены полученные экспериментально с помощью устройства РТОМ-51 осциллограммы первичного и вторичного тока ТТ и кабельного ТТНП при дуговом перемежающемся ОЗЗ.

Полученные экспериментально результаты свидетельствуют, что фазные ТТ при номинальной нагрузке и кабельные ТТНП при достаточно малых вторичных нагрузках в целом способны с допустимыми для устройств защиты от ОЗЗ погрешностями трансформировать переходные токи ОЗЗ.

Моделирование переходных режимов ТТ и ТТНП. Для исследований динамических режимов работы ТТ и ТТНП при больших значениях переходных токов ОЗЗ, как было отмечено выше, предпочтительнее применение моделирования на ЭВМ. Моделирование ТТ и ТТНП на ЭВМ позволяет также создавать комплексные модели "электрическая сеть – устройство защиты от ОЗЗ".

Для получения модели трансформатора тока с нелинейным магнитопроводом может быть использован типовой элемент Saturable Transformer пакета расширения Simulink системы моделирования Matlab. Модель нелинейного трансформатора тока с вторичной активно-индуктивной нагрузкой в среде системы моделирования Matlab можно представить в виде, показанном на рис. 4.

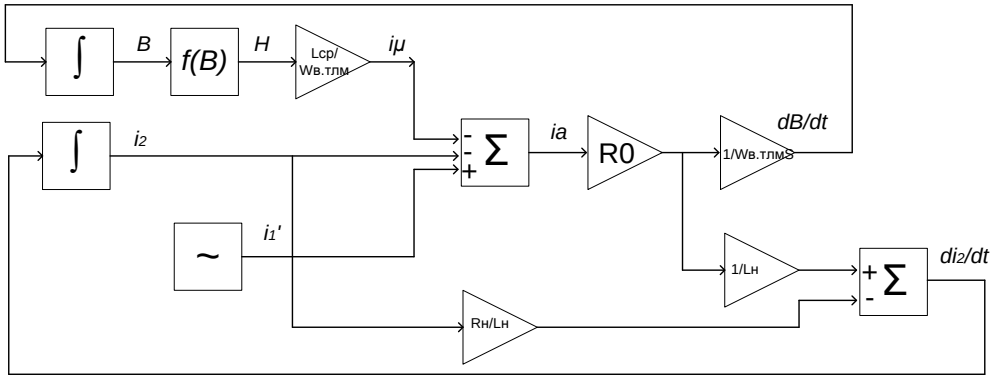


Рис. 4. Структурная схема модели нелинейного трансформатора тока с активно-индуктивной нагрузкой в системе моделирования Matlab

При реализации модели трансформатора тока основной проблемой является выбор способа задания нелинейной характеристики намагничивания магнитопровода.

В данной работе исследованы 3 подхода к построению математической модели нелинейного трансформатора тока, основанных соответственно на использовании основной кривой намагничивания (ОКН), средней кривой намагничивания (СКН) и уравнения динамики перемагничивания магнитопровода [2]:

$$\frac{dB}{dt} = r(1-\frac{B^2}{B_s^2})(H(t)-H_{cm}), \quad (1)$$

где $H_{ст} = f(B)$ – статическая характеристика намагничивания магнитопровода трансформатора тока.

Основным недостатком подхода, основанного на использовании уравнения (1), является необходимость математического описания статической петли гистерезиса $H_{ст} = f(B)$. Задача существенно упрощается, если в уравнении (1) в качестве $H_{ст} = f(B)$ использовать СКН, а потери на гистерезис и вихревые токи приближенно учитывать постоянным активным сопротивлением ветви намагничивания.

Сравнение вторичных сигналов, полученных на моделях ТТ типа ТЛМ-10 и кабельного ТТНП типа ТЗЛМ, с вторичными сигналами реальных образцов трансформаторов тока, полученными экспериментально для одинаковых первичных токов, показало, что использование уравнения динамического перемагничивания магнитопровода (1) с использованием в качестве $H_{ст} = f(B)$ СКН обеспечивает приемлемую точность работы моделей как в установившихся, так и в переходных режимах. Исследования на моделях трансформаторов тока подтверждают возможность работы фазных ТТ и кабельных ТТНП с допустимыми для устройств защиты от ОЗЗ погрешностями в переходных режимах замыкания на землю.

Заключение. Результаты экспериментальных исследований и моделирования на ЭВМ подтверждают, что фазные ТТ при номинальной нагрузке и кабельные ТТНП при достаточно малых вторичных нагрузках способны с допустимыми для устройств защиты от ОЗЗ погрешностями трансформировать переходные токи ОЗЗ.

Литература

1. Лихачев Ф.А. Замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью и с компенсацией емкостных токов. - М.: Энергия, 1971. - 152 с.
2. Кадочников А.И. Динамические петли магнитного гистерезиса. – Екатеринбург, 2007. - 288 с.

УДК 621.316

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ УСТОЙЧИВОСТИ СИНХРОННЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ ПРИ ПРОВАЛАХ НАПРЯЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ВОЗДЕЙСТВИЯ НАРУШЕНИЯ НА ВОЗБУДИТЕЛЬ МАШИНЫ

А.И. Федотов, Р.М. Мударисов
Казанский государственный энергетический университет

В системах электроснабжения химических и нефтехимических производств, газо- и нефтеперекачивающих станций в качестве приводов мощных насосов и ком-

прессоров применяют синхронные двигатели (СД) со статическими системами возбуждения. Поэтому сохранение нормального режима работы технологического процесса указанных объектов при нарушениях питания, обусловленных короткими замыканиями (КЗ), обеспечивается только сохранением устойчивости СД.

Основным методом обеспечения устойчивости СД при кратковременных нарушениях электроснабжения (КНЭ) является использование устройств быстродействующего автоматического включения резерва (БАВР) в сочетании с устройствами релейной защиты сетей внешнего электроснабжения, которые нуждаются в достоверной оценке допустимой длительности нарушения питания с точки зрения сохранения устойчивости СД. Однако существующие практические критерии оценки допустимой длительности нарушения питания и применяемые математические модели электромеханических систем не учитывают ряд особенностей работы СД в условиях провала напряжения, обусловленного КЗ, а именно: электромагнитный переходной процесс, возникающий в сети вследствие КЗ, и воздействия КНЭ на систему возбуждения двигателя.

В проведенном исследовании с учетом допущений принятых для расчета токов короткого замыкания в сетях 110-220 кВ показано, что при электромагнитном переходном процессе трехфазного КЗ в одной из смежных линий электропередач (ЛЭП), отходящей от шин районной подстанции (точка К1 на рис. 1), напряжение одной из фаз на шинах районной подстанции РУ-1 будет иметь вид:

$$u_{\text{ОСТ}}(t) = U_{\text{П}} \cdot sin\left(\omega t + \alpha - \varphi_1\right) - U_{\text{А}} \cdot sin(\alpha - \varphi_K) e^{-\frac{t}{T}}, \qquad (1)$$

где $U_{\text{П}}$ – амплитуда периодической составляющая остаточного напряжения; $U_{\text{А}}$ – начальное значение апериодической составляющей остаточного напряжения; ω – циклическая частота ЭДС системы; α – фаза включения КЗ; φ_1 и φ_K – фазовые сдвиги, определяемые по параметрам схемы замещения; T – постоянная времени затухания апериодической составляющей остаточного напряжения.

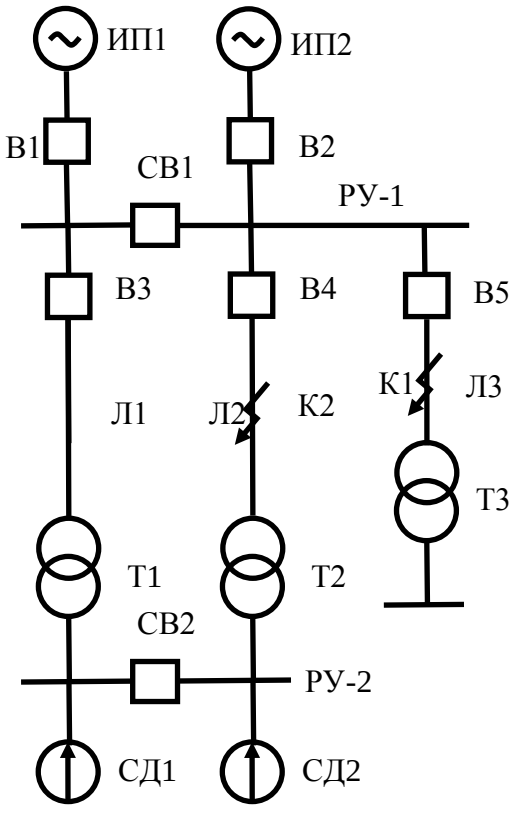


Рис. 1. Принципиальная схема системы электроснабжения

На рис. 2 приведены зависимости начального значения апериодической составляющей ($U_{\text{А}*}$) от значения периодической составляющей остаточного напряжения ($U_{\text{П}*}$) для четырех значений постоянной времени затухания (T_*=(1, 2, 3, 4) о.е.), полученные для сетей внешнего электроснабжения напряжением 110-220 кВ с токами трехфазного КЗ на шинах районной подстанции 4-40 кА (шины РУ-1, рис. 1).

Из результатов, приведенных на рис. 2, следует: для рассматриваемых классов напряжения системы внешнего электроснабжения апериодическая со-

ставляющая напряжения КЗ тем больше, чем глубже провал напряжения и чем меньше постоянная времени затухания.

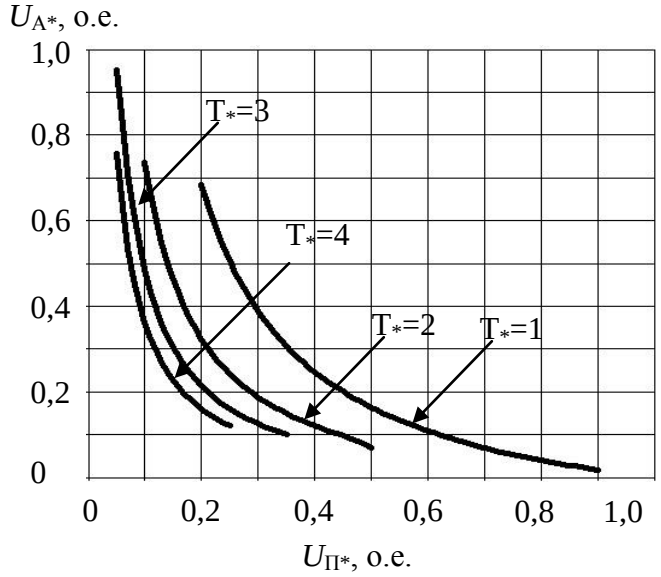


Рис. 2. Зависимость апериодической составляющей ($U_{А*}$) от периодической ($U_{П*}$)

Исследования устойчивости двигателя типа СТД-8000 с возбудителем ТЕ8-320 в условиях провала напряжения с апериодической составляющей остаточного напряжения и воздействия нарушения на возбудитель машины показали, что критерии, основанные на уравнении движения ротора, и упрощенные математические модели синхронного двигателя, не обеспечивают достоверной оценки допустимой длительности нарушения питания во всем диапазоне провалов напряжения.

На рис. 3 приведены области устойчивости СД, где: кривые L_1 и L_6 соответствует области устойчивости, полученной при T_*=1 о.е., L_2 –при T_*=2 о.е., L_3 – при T_*=3 о.е., L_4 –при T_*=4 о.е., а L_5 – без апериодической составляющей. Кривыми L_1 – L_5 обозначены области устойчивости подстанции с СД без прочей нагрузки, а кривой L_6 – подстанции с СД и прочей нагрузкой, потребляющей в номинальном режиме 11 МВт при $cos\varphi$=0,9.

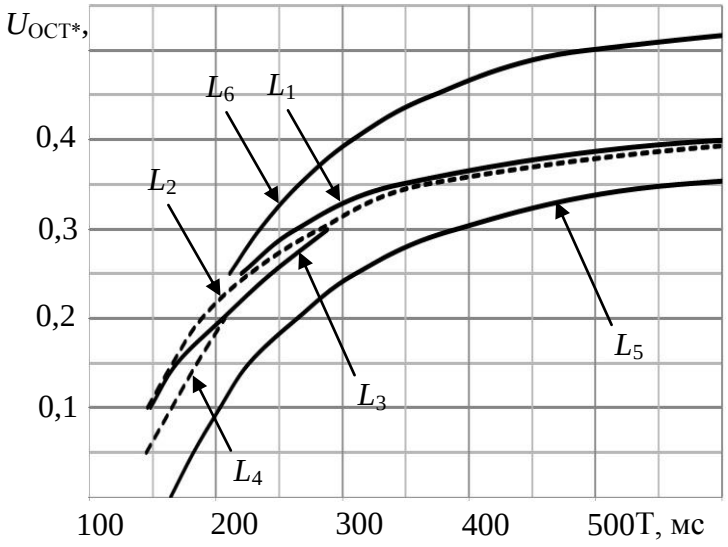


Рис. 3. Области динамической устойчивости СТД-8000, полученные при различных T_*

В результате проведенных исследований выявлены условия возникновения наиболее тяжелого, с точки зрения устойчивости СД, провала напряжения. Так, оценка устойчивости СД должна производиться при равенстве углов тригонометрических функций в периодической и апериодической составляющих в выражении остаточного напряжения (1). Кроме того, оценка устойчивости СД при провалах напряжения в интервале $U_{П*}$=[0,7÷0,25] о.е. должна производится для постоянной времени затухания апериодической составляющей соответствующей T_*=1 о.е. (0,02 с), в интервале $U_{П*}$=(0,25÷0,1] – для T_*=2 о.е (0,04 с), а в интервале $U_{П*}$=(0,1÷0,05] – для T_*=4 о.е. (0,08 с). А при полном провале напряжения, то есть при $U_{П*}$=0 о.е., область определяется без апериодической составляющей.

Полученные области устойчивости СД показывают: понижение рабочего напряжения, увеличение сопротивления системы внешнего электроснабжения и учет прочей нагрузки приводит к уменьшению допустимой длительности нарушения питания.

Исследования устойчивости СД в условиях однофазного провала напряжения, обусловленного однофазными КЗ в смежных (К1 на рис. 1) и питающих линиях (К2 на рис. 1), показали, что уменьшение эквивалентного сопротивления обратной последовательности системы (ИП1 и ИП2 на рис. 1) приводит к увеличению отклонения угла нагрузки, вызванного нарушением. Однако, даже в самом неблагоприятном случае, то есть при пренебрежении эквивалентным сопротивлением обратной последовательности системы, и длительном нарушении питания (до Δt=2 с) устойчивость двигателя при КЗ в смежной линии не нарушается, а при КЗ в питающей линии нарушается уже при длительности КНЭ Δt=(0,35÷2) с.

Численные исследования устойчивости СД при однофазных КЗ, возникающих в питающих линиях на различных удалениях от источника питания, показали, что наиболее тяжелым видом замыкания с точки зрения устойчивости СД является замыкание, возникающее в питающих линиях ближе к началу линии при наименьшем эквивалентном сопротивлении обратной последовательности системы. Проведенные расчеты показали, что устойчивость СД также зависит от сечения провода питающей линии и удаленности СД от места замыкания.

Исследования устойчивости СД при различных моментах возникновения однофазного КЗ для схемы без сопротивления обратной последовательности системы показали, что допустимая длительность нарушения питания является периодической функцией времени возникновения замыкания, а наитяжелейший режим возникает, если в момент замыкания, напряжение аварийной фазы проходит через нуль.

Для количественной оценки областей устойчивости промышленных подстанций с СД при различных эквивалентных параметрах энергосистемы и системы внешнего электроснабжения предложено построение зависимости допустимой длительности нарушения питания СД от сечения и длины питающей линии в условиях возникновения наиболее тяжелых однофазных КЗ. Так на рис. 4 приведены области динамической устойчивости для двигателя СТД-8000 с возбудителем ТЕ8-320 при однофазных КЗ в начале питающей линии. Двигатель получает питание через трансформатор ТРДН-25000/110 от системы, активное и реактивное сопротивления которой соответственно равны 2,53 и 15,88 Ом.

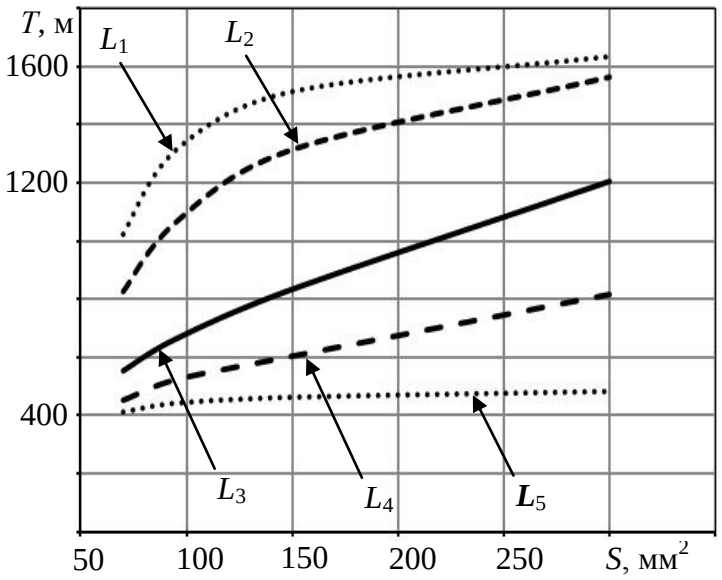


Рис. 4. Области динамической устойчивости СТД-8000 при однофазных КЗ в питающих линиях

На рис. 4: кривые L_1, L_2, L_3, L_4 соответствует длине питающей линии 25, 30, 50 и 75 км соответственно и получены без учета остальных потребителей промышленной подстанции. Кривая L_5 получена для питающей линии длиной 25 км и учитывает остальных потребителей подстанции, которые в номинальном режиме потребляют 11 МВт при $cos\varphi$=0,9.

Исследования показали: увеличение эквивалентного сопротивления системы или длины питающих линий, уменьшение сечения провода питающих линий, также как и учет остальных потребителей промышленной подстанции приводит к уменьшению допустимой длительности нарушения питания СД в условиях провала напряжения, обусловленного однофазными КЗ в питающих линиях подстанции.

УДК 621.316.925.45

ПОВЕДЕНИЕ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ОРГАНОВ ДИСТАНЦИОННОЙ ЗАЩИТЫ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ 10 кВ ПРИ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ

Э.Ф. Хакимзянов, Р.Г. Исаков, А.Х. Абдрахманов
Казанский государственный энергетический университет

В сетях с изолированными нейтралями при выполнении релейной защиты, действующей на отключение, учитываются многофазные короткие замыкания ($К^{(3)}$, $К^{(2)}$) и двойные короткие замыкания на землю ($К^{(1,1)}$). При однофазных замыканиях на землю (ОЗЗ) ($К^{(1)}$) защита, как правило, выполняется действующей на сигнал, за исключением тех случаев, когда по условиям техники безопасности требуется отключение этого вида повреждения. Защита от ОЗЗ должна быть установлена на питающих элементах во всей электрически связанной сети [1, 2].

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий устанавливаются преимущественно ступенчатые защиты тока или ступенчатые защиты тока и напряжения, а если такие защиты не удовлетворяют требованиям чувствительности или быстроты отключения повреждения, например на головных участках, дистанционная ступенчатая защита преимущественно с пуском по току.

Особенностью применения дистанционных защит (ДЗ) в распределительных сетях 6-35 кВ заключается в том, что этот вид защиты в советской практике эксплуатации панелей типа ПЗ-152 применялся только в сетях напряжением 35 кВ. Измерительные органы сопротивления в сетях с малым током замыкания на землю выполняются в соответствии с основными принципами дистанционной защиты линий напряжением 110-330 кВ [3].

При выполнении ДЗ в распределительных сетях с изолированной нейтралью следует обратить внимание на тот факт, что защита должна реагировать не только на междуфазные короткие замыкания, но и на двойные замыкания на землю с отключением одного из мест повреждения. В таких сетях одной из главных проблем является организация селективной защиты от замыканий на землю с требуемой чувствительностью.

Для организации селективной защиты при двойных замыканиях на землю с возможностью определения поврежденной фазы первого повреждения предлагается применение в распределительных сетях терминалов дистанционной защиты.

Поведение измерительных органов сопротивления междуфазных и фазных контуров терминалов дистанционной защиты анализируется по результатам моделирования электрической распределительной сети напряжением 10 кВ с односторонним питанием (рис. 1) в программной среде MatLab Simulink, где система *S* имеет соотношение X/R = 5,2/0,9; Z_C = 5,3 Ом, линии *W1* (l = 10 км), *W2* (l = 7 км), *W3* (l = 15 км): $R_{удЛ}$ = 0,6 Ом/км, $X_{удЛ}$ = 0,3 Ом/км, $Z_{удЛ}$ = 0,67 Ом/км.

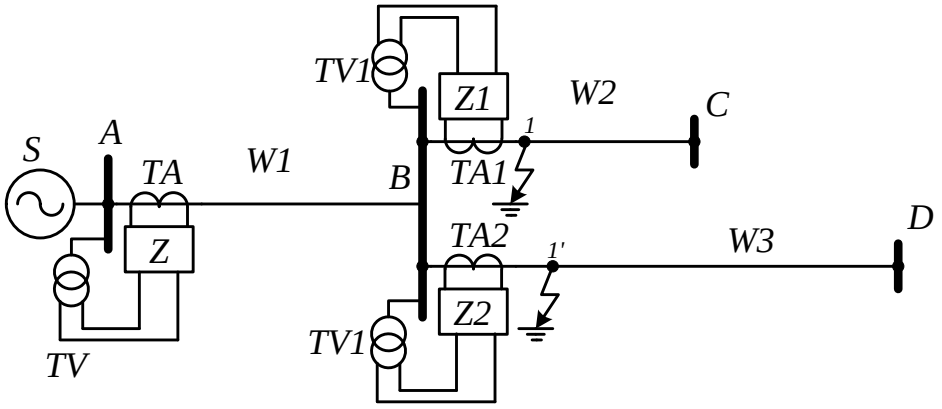


Рис. 1. Схема электрической распределительной сети напряжением 10 кВ

При моделировании имитируются замыкания на землю одной фазы в т. 1 – 1' на отходящих линиях *W2, W3*. В момент времени t = 0,1 с происходит замыкание на землю фазы *A* линии *W2* (т. 1 – 1 км), при t = 0,3 с происходит второе замыкание на землю фазы *B* линии *W3* (т. 1' – 1 км). Переходное сопротивление замыкания на землю в месте повреждения принято равным 0 Ом. При этом в статье описы-

вается анализ сопротивления междуфазных и фазных контуров *AB*, *BC*, *CA*, *A*, *B*, *C*, подводимых к измерительным органам *Z* при повреждении *1-1'*.

Замер сопротивлений междуфазных и фазных контуров проводится по классическому алгоритму определения сопротивлений, реализованному в цифровых терминалах дистанционной защиты и описанному в работах [4, 5].

Поведение измерительных органов сопротивления междуфазного и фазного контуров описываются векторными диаграммами, позволяющими оценить траекторию изменения вектора сопротивления на зажимах реле (рис. 2, рис. 3).

В нормальном (нагрузочном) режиме сопротивления фазных Z_A, Z_B, Z_C и междуфазных контуров Z_{AB}, Z_{BC}, Z_{CA} одинаковы $Z_р$ = (15,9 + j12,5) Ом, φ = 38°: ($X_р$ = 12,5 Ом; $R_р$ = 15,9 Ом, $Z_р$ = 20 Ом, угол сопротивления на зажимах реле φ равен 38°).

При возникновении в момент времени t_1 = 0,1 с ОЗЗ в т. 1 на линии *W2* сопротивления междуфазных контуров Z_{AB}, Z_{BC}, Z_{CA} остаются неизменными, поскольку в этом режиме треугольник междуфазных напряжений не искажается, а токи в линии изменяются незначительно (определяются значительными емкостными сопротивлениями) [1].

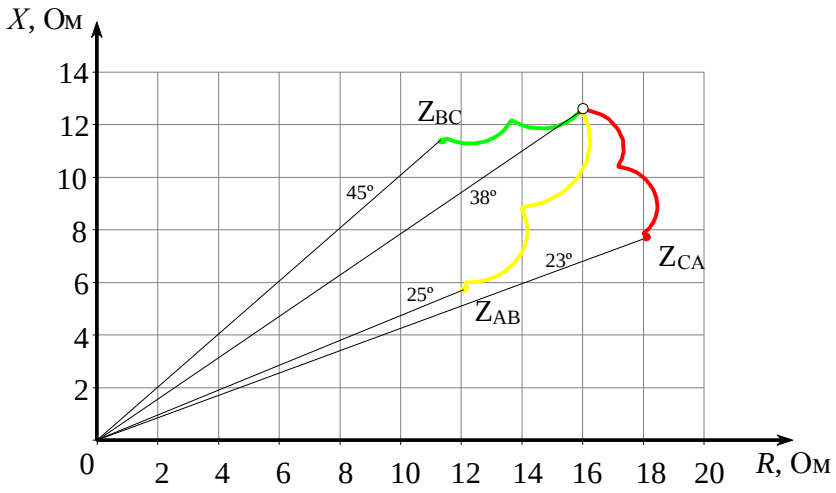


Рис. 2. Диаграмма сопротивления междуфазных контуров *AB, BC, CA*

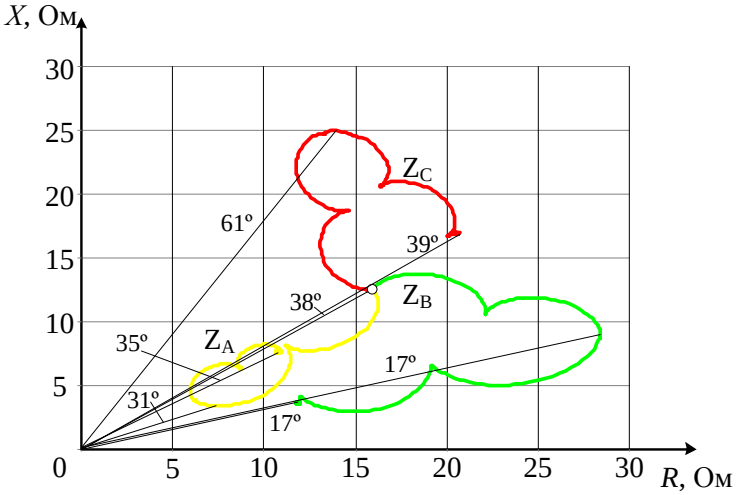


Рис. 3. Диаграмма сопротивления фазных контуров *A, B, C* в месте установки защиты на подстанции А (питающая линия *W1*)

Сопротивления фазных контуров Z_A, Z_B, Z_C претерпевают определенные изменения. Поврежденный контур Z_A уменьшается до значения 6,2 + j3,8 Ом = $7{,}3e^{j31}$ Ом, соответствующее сопротивлению пропорциональному расстоянию до места повреждения 11 км (10 км линии *W1* + 1 км линии *W2*) – $Z_{Ак} = Z_{уд} \cdot l_к = 0{,}67 \cdot 11 = 7{,}37$ Ом, где $l_к$ – расстояние до места ОЗЗ. Активное R_A и реактивное X_A сопротивление контура Z_A также уменьшаются до значений, пропорциональных расстоянию $l_к$. При этом угол сопротивления φ становится равным 31°.

Фазные контура неповрежденных фаз Z_B, Z_C увеличиваются до 30 Ом, $Z_B = 28 + j9$ Ом = $30e^{j17}$, $Z_C = 13 + j25$ Ом = $30e^{j61}$, при этом активные и реактивные составляющие контуров ведут себя по-разному: составляющие R_B и X_C увеличиваются до 28 и 25 Ом соответственно, а X_B, R_C – уменьшаются до 9 и 13 Ом соответственно.

Изменение сопротивлений фазных контуров обусловлено изменением напряжений на поврежденных и неповрежденных фазах.

Поскольку при аварийном режиме происходит изменение значений активного, реактивного и соответственно полного сопротивлений, то данный факт может послужить диагностическим признаком определения возникновения повреждения, причем в зависимости от характера изменения сопротивления становится возможным определение поврежденной фазы при ОЗЗ.

Проанализировав поведение сопротивлений контуров при аварийных режимах, было установлено, что диагностическим критерием поврежденной фазы при ОЗЗ могут стать условия уменьшения сопротивления соответствующего фазного контура: $\frac{dZ}{dt} < 0, \frac{dR}{dt} < 0, \frac{dX}{dt} < 0$.

При возникновении в момент времени $t_2 = 0{,}3$ с второго замыкания на землю в т. 2 на линии *W3* сопротивления междуфазных контуров Z_{AB}, Z_{BC}, Z_{CA} уменьшаются до значений 13,3, 16 и 19,7 Ом соответственно: $Z_{AB} = 12 + j5{,}7$ Ом = $13{,}3e^{j25}$, $Z_{BC} = 11{,}3 + j11{,}3$ Ом = $16e^{j45}$, $Z_{CA} = 18{,}1 + j7{,}7$ Ом = $19{,}7e^{j23}$. Максимальное снижение сопротивления зафиксировано у междуфазного контура *AB*, т.е. тех фаз, на которых произошли замыкания на землю. Также изменяются углы сопротивлений φ до значений 25°, 45° и 23° соответственно.

Активные и реактивные составляющие сопротивления контуров Z_{AB}, Z_{BC} уменьшаются, тогда, как у контура Z_{CA} активная составляющая увеличивается, а реактивная – уменьшается.

Сопротивления фазных контуров Z_A, Z_B, Z_C также изменяются: контур Z_A увеличивается до значения 10,7 + j7,6 Ом = $13{,}1e^{j35}$ Ом, контур Z_B уменьшается до значения 11,8 + j3,6 Ом = $12{,}3e^{j17}$ Ом, контур Z_C изменяется до значения 20,5 + j16,9 Ом = $26{,}6e^{j39}$ Ом.

При этом:

$$\frac{dZ_A}{dt} > 0, \frac{dR_A}{dt} > 0, \frac{dX_A}{dt} > 0, \quad \frac{dZ_B}{dt} < 0, \frac{dR_B}{dt} < 0, \frac{dX_B}{dt} < 0,$$

$$\frac{dZ_C}{dt} < 0, \frac{dR_C}{dt} > 0, \frac{dX_C}{dt} < 0.$$

Проанализировав зависимости приращений сопротивления междуфазных и фазных контуров, наблюдаются различия в работе органа сопротивления фазных контуров при двойном замыкании на землю. Критерием определения неповрежденной фазы при двойном замыкании на землю является условие разного характера изменения сопротивлений R и X.

Литература

1. Басс Э.И., Дорогунцев В.Г. Релейная защита электроэнергетических систем. – М.: Изд. дом МЭИ, 2006. – 296 с.
2. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – М.: Юрай-издат, 2007.
3. Руководящие указания по релейной защите. Выпуск 7. Дистанционная защита линий 35-330 кВ. Изд. Энергия, 1966. – 172 с.
4. Циглер Г. Цифровая дистанционная защита: принципы и применение. – М.: Энергоиздат, 2005. – 322 с.
5. Шнеерсон Э.М. Цифровая релейная защита. – М.: Энероатомиздат, 2007. – 549 с.

УДК 621.311

ОПЫТ ВНЕДРЕНИЯ И ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВА ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОУЗЛА (УПАЭ) НА СУРГУТСКОЙ ГРЭС-2

С.Б. Храпко
Филиал ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»
Региональное диспетчерское управление энергосистемы Тюменской области, г. Сургут

Устройство противоаварийной автоматики энергоузла (УПАЭ) на Сургутской ГРЭС-2 введено в промышленную эксплуатацию в августе 2013 года. УПАЭ выполняет функции: удаленного контроллера противоаварийной автоматики (УК-ПА) в составе централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) энергосистемы Тюменской области, локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости (ЛАПНУ), общестанционной разгрузки блоков (ОРБ). УПАЭ состоит из двух полукомплектов, работающих совместно одновременно.

ЦСПА предназначена для сохранения статической устойчивости в послеаварийных режимах, возникающих после аварийных возмущений. Автоматикой учитываются следующие аварийные возмущения (пусковые органы - ПОр): отключения ВЛ 500 кВ, АТГ-500 кВ, отключение энергоблоков. Сохранение устойчивости после аварийных возмущений обеспечивается реализацией управляющих воздействий (УВ) автоматики на изменение баланса активной мощности в энергоузлах путем разгрузки турбин (РТ) энергоблоков и отключения нагрузки (ОН) в соответствующих энергорайонах. Передача сигналов ПОр с энергообъектов и передача сигналов УВ на места реализации осуществляются посредствам устройств передачи аварийных сигналов и команд (УПАСК).

В энергосистеме Тюменской области ЦСПА эксплуатируется с 1995 г. В табл. 1 приведены этапы развития ЦСПА в энергосистеме Тюменской области:

Таблица 1

Этапы развития ЦСПА энергосистемы Тюменской области

Этапы	Годы эксплуатации	Верхний уровень	Нижний уровень
1	1995-2007	ЭВМ ЕС-1011	
2	2007-2013	Расчетный и архивный кластеры на базе серверов IBM	ПТК РЗПА (УКПА, ООО «Циклон-Энерго»)
3	с 2013	Расчетный и архивный кластеры на базе серверов IBM	УПАЭ (ООО «Прософт-Системы»)

Переход к третьему этапу был обусловлен следующими причинами:

1) аппаратура ПТК РЗПА исчерпала свой ресурс по количеству сигналов ПОр и не могла более обеспечивать растущую в них потребность, обусловленную бурным сетевым строительством;

2) отсутствие аппаратного резервирования УКПА;

3) выбор блоков Сургутской ГРЭС-2 под УВ от ЦСПА (РТ) осуществлялся вручную с помощью устаревшей панели ОРБ. Выбор блоков вручную не способствовал оптимальной реализации УВ: не учитывалась текущая загрузка блоков и топология главной схемы;

4) ввод в работу энергоблоков №7 и №8 на Сургутской ГРЭС-2 (в 2011 г.) и разделение станции на две части привели к необходимости ввода ограничений на выдачу мощности станции в ремонтных режимах до 550 МВт по условиям сохранения динамической устойчивости генераторов.

Указанные проблемы были рассмотрены в проектно-изыскательской работе ОАО «НИИПТ» «Разработка ПредТЭО реконструкции ПА в операционной зоне Филиала Тюменского РДУ». По результатам указанной работы было решено:

1) заменить устройство ПТК РЗПА (производства ООО «Циклон-Энерго») на устройство УПАЭ (производства ООО «Прософт-Системы»);

2) установить на Сургутской ГРЭС-2 устройство ЛАПНУ для предотвращения нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования при близких коротких замыканиях. Сигналы пусковых органов ЛАПНУ формировать устройствами фиксации тяжести короткого замыкания (ФТКЗ) на базе МКПА (ООО «Прософт-Системы») в каждой из частей станции;

3) разработать и внедрить в УПАЭ программное обеспечение (ПО), согласующее совместную работу УКПА и ЛАПНУ.

Решения по пунктам 1 и 2 были реализованы в проекте ОАО «Ивэлектроналадка» «Создание замещающей схемы мощности на базе ПГУ-800 (2хПГУ-400) филиала «Сургутская ГРЭС-2» ОАО «ОГК-4»».

Решение третьей задачи не было предусмотрено какими-либо проектами. Специалистами Тюменского РДУ, ОДУ Урала, ООО «Прософт-Системы», Сургутской ГРЭС-2 были составлены технические требования к ПО УПАЭ. На основании технических требований было разработано и утверждено техническое задание на модернизацию встроенного ПО УПАЭ, в соответствии с которым через 11 месяцев было разработано и внедрено ПО УПАЭ реализующее требуемый функционал.

Структурная схема привязки УПАЭ к устройствам ПА и связи на Сургутской ГРЭС-2 приведена на рис. 1.

Для контроля топологии главной схемы ОРУ 500 кВ и замеров активной мощности блоков станции (для обеспечения работы функции ОРБ) и отходящих ВЛ 500 кВ организована система сбора ТС и ТИ. ТС от В-500, ВЛ 500 кВ, блоков №№1-8 поступают в УПАЭ от устройств ФТКЗ

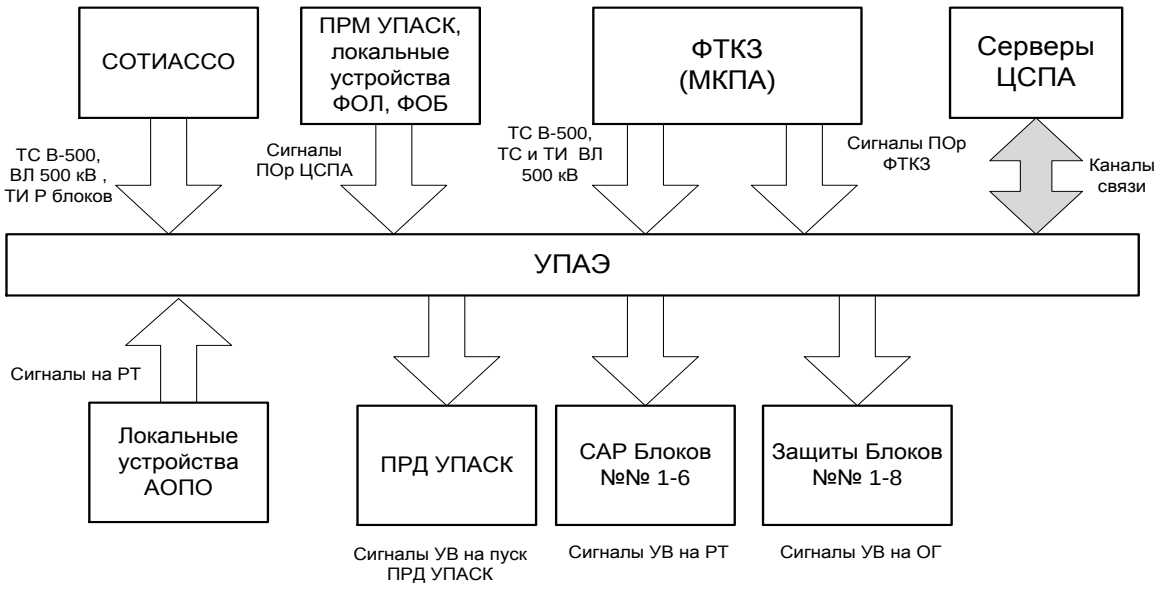


Рис. 1. Структурная схема привязки УПАЭ

(МКПА) по протоколу МЭК-104. В устройства ФТКЗ (МКПА) передача ТС осуществляется от устройств ФОВ, ФОЛ, ФОБ. ТС от В-500 и ВЛ 500 кВ резервируются от СОТИАССО Сургутской ГРЭС-2. Связь между СОТИАССО с УПАЭ также организована по протоколу МЭК-104. ТИ активной мощности блоков №№1-8 также поступают в УПАЭ от СОТИАССО. ТИ активной мощности по отходящим ВЛ 500 кВ поступают в УПАЭ от устройств ФТКЗ (МКПА).

Сигналы ПОр ЦСПА поступают в УПАЭ от ПРМ УПАСК отходящих ВЛ 500 кВ а также локальных устройств ФОЛ и ФОБ. Сигналы ПОр ЛАПНУ – поступают в УПАЭ от устройств ФТКЗ (МКПА) а также от локальных устройств автоматики ограничения перегрузки оборудования (АОПО) ВЛ 500 кВ.

ТУВ от ЦСПА поступает в УПАЭ от Серверов ЦСПА по цифровым каналам связи (ЦКС), которые организованы с использованием мультиплексирующего оборудования, работающего по двум оптическим полукольцам между ДП Тюменского РДУ и Сургутской ГРЭС-2.

Выдача сигналов УВ производится пуском ПРД УПАСК отходящих ВЛ 500 кВ, а также действием на системы автоматического регулирования энергоблоков (САР) для РТ и на защиты блоков для ОГ.

Структурная схема взаимодействия основных алгоритмов УПАЭ приведена на рис. 2.

Алгоритм УКПА получает ТУВ, рассчитанную Сервером ЦСПА в которой для части ПОр могут быть заданы дозы УВ на РТ без указания конкретных блоков для реализации заданного объема разгрузки. Для определения конкретных блоков

для реализации УВ из этой части ТУВ с учетом их загрузки и топологии главной схемы станции используется алгоритм ОРБ. Та часть ТУВ которая не содержит УВ на РТ – не преобразуется.

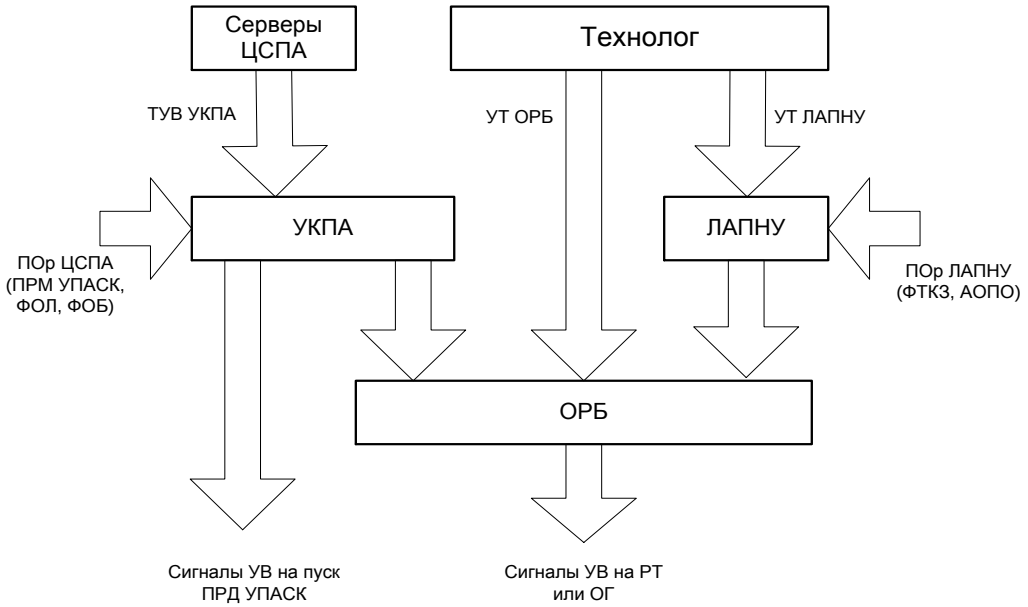


Рис. 2. Структурная схема взаимодействия основных алгоритмов УПАЭ

Алгоритм ЛАПНУ работает по принципу 2ДО – технологом заранее задаются управляющие таблицы (УТ) АПНУ, учитывающие топологию главной схемы станции, в которых для каждого ПОр ЛАПНУ задаются требуемые УВ. УТ ЛАПНУ также преобразуется алгоритмом ОРБ для определения конкретных блоков, привлекаемых под УВ.

Алгоритм ОРБ выполнен на основе стандартного алгоритма ЛАПНУ: работа алгоритма осуществляется по принципу 2ДО. Технологом заранее задаются управляющие таблицы (УТ) ОРБ, учитывающие топологию главной схемы станции и с учетом топологии и текущей загрузки определяется конкретный блок для реализации УВ типа РТ или ОГ.

Оперативное обслуживание УПАЭ выполняется с помощью стандартного АРМ УПАЭ, адаптированного специалистами ООО «Прософт-Системы» с учетом требований, изложенных в техническом задании на модернизацию встроенного ПО УПАЭ.

Ввод УПАЭ на Сургутской ГРЭС-2 решил проблемы нехватки сигналов ПОр для ЦСПА необходимых для учета вновь вводимого оборудования в сети 500 кВ энергосистемы Тюменской области, обеспечил аппаратное резервирование УКПА, позволил оптимизировать реализацию УВ на блоки станции (РТ и ОГ), а также снять ограничения на выдачу мощности станции в ремонтных режимах до 550 МВт по условиям сохранения динамической устойчивости генераторов.

Литература

1. Инструкция по обслуживанию устройства противоаварийной автоматики энергоузла (УПАЭ) Сургутской ГРЭС-2. Филиал ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ. – Сургут, 2013. – 26 с.
2. Инструкция по обслуживанию централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) энергосистемы Тюменской области с УПАЭ. Филиал ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ. – Сургут, 2013. – 45 с.

УДК 621.316.91

РАСЧЕТЫ ВЫСШИХ ГАРМОНИК В ТОКЕ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ НА МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЯХ КОМПЕНСИРОВАННЫХ СЕТЕЙ 6-10 КВ

Е.С. Шагурина, Т.Ю. Винокурова
Ивановский государственный университет им. В.И. Ленина

Введение. Основная часть электрических сетей 6-10 кВ систем городского и промышленного электроснабжения работает с резонансным заземлением нейтрали через дугогасящий реактор (компенсацией емкостных токов однофазных замыканий на землю (ОЗЗ)). В таких сетях наиболее широкое применение получили токовые защиты от ОЗЗ, основанные на использовании способа абсолютного замера высших гармоник (ВГ) в токах нулевой последовательности защищаемых присоединений (устройства типа УСЗ-2/2 и его аналоги [1, 2 и др.]), однако эффективность их функционирования во многих случаях не удовлетворяет предъявляемым требованиям [3]. Селективность и устойчивость функционирования токовых защит на принципе абсолютного замера ВГ определяются минимальным уровнем гармоник и стабильностью общего уровня ВГ в токе ОЗЗ [4]. Поэтому актуальной задачей является совершенствование методов расчета ВГ в токе ОЗЗ в целях оценки минимального уровня и степени нестабильности гармоник в компенсированных сетях 6-10 кВ и разработки на этой основе способов повышения эффективности функционирования защит на основе ВГ.

Обоснование методов анализа ВГ в токах ОЗЗ в кабельных сетях 6-10 кВ. Наибольший вклад в исследование вопросов, связанных с расчетами ВГ в токах ОЗЗ в электрических сетях 6-10 кВ и анализом их влияния на селективность и устойчивость функционирования устройств защиты от данного вида повреждений, внес Кискачи В.М. [4, 5]. Оценки минимального уровня ВГ в токе ОЗЗ сетей 6-10 кВ имеются также в работах Жежеленко И.В. [6]. Указанные оценки получены в конце 60-х годов на основе упрощенных аналитических методов расчета и моделей сетей 6-10 кВ или отдельных экспериментальных данных. Опыт эксплуатации защит на основе ВГ не всегда подтверждает сделанные на основе указанных исследований оценки в части селективности и чувствительности, а также области возможного применения защит на основе ВГ в компенсированных сетях 6-10 кВ [3].

Появление современных систем моделирования электроэнергетических систем и объектов, например, Matlab, ATPDesigner и др., значительно расширяет возможности анализа ВГ в токах ОЗЗ, причин недостаточной эффективности функционирования существующих защит на основе ВГ и разработки методов и средств повышения их технического совершенства. В данной работе исследования в указанном направлении проводились с использованием системы моделирования Matlab с пакетом расширения Simulink.

О подходе к оценке минимального уровня ВГ в токах ОЗЗ на моделях компенсированных кабельных сетей 6-10 кВ. Основным источником гармоник в кабельных сетях 6-10 кВ промышленного и городского электроснабжения, как прави-

ло, являются вентильные управляемые и неуправляемые преобразователи (ВП). Однако в сетях 6-10 кВ систем электроснабжения, питающих предприятия, работающие по суточным графикам с «провалами» нагрузки в ночные смены и по выходным дням, возможны режимы, когда ВП практически полностью отключены. В таких режимах работы при ЭДС питающей системы, имеющей коэффициент несинусоидальности $К_{нс} \approx 0$, единственным значимым источником ВГ в токах ОЗЗ являются силовые трансформаторы 6-10/0.4 кВ, установленные на приемных подстанциях (ТП, РТП) сетей 6-10 кВ промышленного или городского электроснабжения. Поэтому при оценке минимального уровня ВГ в сетях 6-10 кВ в качестве источников ВГ рекомендуется учитывать только трансформаторы, установленные на приемных подстанциях [5, 6].

Расчетная модель кабельной сети 6-10 кВ для расчета минимального уровня ВГ в токах ОЗЗ. Спектр ВГ тока ОЗЗ определяется спектром напряжения поврежденной фазы в момент возникновения повреждения [4]. Основными факторами, влияющими на уровень ВГ в напряжениях сети, являются: сопротивление питающей системы (определяемое мощностью КЗ на шинах); число и мощность трансформаторов 6-10/0.4 кВ, установленных на ТП и РТП; сопротивления кабельных линий связи ЦП с ТП и РТП (определяемые их длинами и сечениями); междуфазные емкости сети; положение места ОЗЗ в сети (его удаленность от шин ЦП); нагрузка трансформаторов; соотношение мощности питающих трансформаторов и трансформаторов нагрузки $S = S_{пит}\Sigma / S_{пр}\Sigma$. С учетом этого для оценки минимального уровня ВГ в токах ОЗЗ и исследования влияния на него различных факторов предложено использовать обобщенную схему сети 6-10 кВ, учитывающую указанные влияющие факторы (рис. 1).

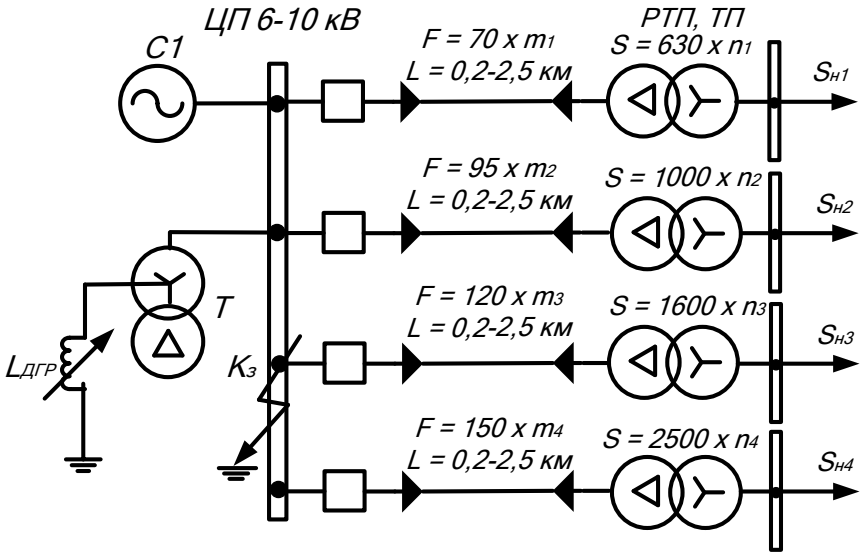


Рис. 1. Обобщенная схема сети 6-10 кВ для оценки минимального уровня ВГ в токе ОЗЗ и исследования влияния на него различных факторов

На основе статистического анализа данных по системам промышленного и городского электроснабжения компенсированных сетей 6-10 кВ определены параметры расчетной схемы и диапазоны их изменения (табл. 1, 2).

Таблица 1

Основные параметры расчетной схемы замещения для оценки уровня ВГ, в токе ОЗЗ и их колебания

$I_{c\Sigma}$, А	$I_{к}^{(3)}$, А	$S_{пит.тр}$, МВА	$l_{КЛ}$, км	$l_{КЛ\ ср}$, км	$S = S_{пит\Sigma} / S_{пр\Sigma}$
20 .. 100	5 .. 20	25 .. 100	0,3 – 2,5	0,8	0,7 .. 1,5

Таблица 2

Доля трансформаторов различной мощности в сети и величины сечений линий связи ЦП и ТП (РТП)

Параметр	Для трансформаторов нагрузки номинальной мощности $S_{ном}$, кВА			
	630	1000	1600	2500
Доля в суммарной мощности трансформаторов нагрузки, %	25	64	7	4
Среднее сечение кабельной линии от ЦП до ТП (РТП), мм^2	70	95	120	150

На основе расчетов, выполненных на модели по рис. 1 рассчитаны минимальные уровни ВГ в токах ОЗЗ для компенсированных сетей 6-10 кВ с различными значениями суммарного емкостного тока сети I с $\sum$ и параметра $S = S_{пит}\Sigma / S_{пр}\Sigma$. В табл. 3 приведены результаты расчетов на модели и для сравнения результаты, полученные в конце 60-х годов Кискачи В.М. и Жежеленко И.В. [5, 6].

Таблица 3

Расчетные значения 5-й гармоники в токе ОЗЗ

Ток 5-й гармоники в месте ОЗЗ	Значение тока I_5, А			
	$I_{c\sum} = 25$ А	$I_{c\sum} = 50$ А	$I_{c\sum} = 100$ А	$I_{c\sum} = 250$ А
Расчет при $S = 0,7$	0,2 ... 0,23	0,56 ... 0,65	1,55 ... 1,78	4,73 ... 5,44
Расчет при $S = 1,5$	0,33 ... 0,38	0,88 ... 0,98	2,43 ... 2,67	6,46 ... 7,11
Расчет [5] при $S = 1,5$	0,65	1,3	2,6	6,5
Расчет [6] при $S = 0,75$	0,47	0,94	1,88	4,7
Ток срабатывания УСЗ-2/2 при $f = 250$ Гц [1, 2]	0,95	1,4	2,5	4,85

Из данных, приведенных в табл. 3, можно видеть, что полученные оценки минимального уровня ВГ в токах ОЗЗ компенсированных сетей в несколько раз меньше минимального тока срабатывания получивших наиболее широкое применение в компенсированных сетях 6-10 кВ устройств токовой защиты абсолютного и относительного замера ВГ. Поэтому для обеспечения требуемой чувствительности в

наиболее тяжелых условиях функционирования минимальный первичный ток срабатывания существующих и разрабатываемых устройств защиты от ОЗЗ на основе ВГ следует уменьшить до значений порядка 0,1 А.

Оценка нестабильности общего уровня ВГ в токах ОЗЗ компенсированных кабельных сетей 6-10 кВ. Нестабильность общего уровня ВГ принято оценивать коэффициентом, равным отношению максимального общего уровня гармоник αмакс к минимальному αмин: $Z = \alpha_{макс}/\alpha_{мин}$. Значения параметра нестабильности ВГ Z на предприятиях с непрерывным суточным графиком нагрузки обуславливается изменениями в течение суток режимов работы ВП, а на предприятиях, работающих в сменах и с выходными днями, – соотношением уровня ВГ при «провалах» нагрузки в ночные смены и по выходным дням, когда ВП отключены, и «пиков» нагрузки, когда ВГ максимально загружены.

На основе расчетов, выполненных с использованием предложенного метода моделирования на ЭВМ (табл. 4), показано, что в сетях, питающих нагрузку предприятий с непрерывным циклом работы, параметр $Z \approx 3 \ldots 5$, что достаточно хорошо коррелируется со значениями, приведенными в [4]: $Z \approx 3 \ldots 4$. Для предприятий, работающих в сменах и с выходными днями, коэффициент нестабильности уровня ВГ Z может в несколько раз превышать указанные выше оценки, что практически исключает возможность применения в компенсированных сетях 6-10 кВ токовых защит абсолютного замера ВГ.

Таблица 4

Расчетные значения коэффициента нестабильности Z_v

Тип предприятия	Z_v для гармоник 5, 7, 11, 13-го порядка				
	5	7	11	13	Среднеквадратичное значение
С непрерывным циклом производства	2,1	4,4	5,6	9,6	3,4
Работающие в сменах с выходными днями	28,3	152	-	-	53,3

Вывод. В условиях значительной нестабильности уровня ВГ в токах ОЗЗ повышение эффективности функционирования защит от ОЗЗ, основанных на использовании ВГ, возможно, на наш взгляд, только при использовании устройств защиты, некритичных к нестабильности уровня ВГ. Разработка таких устройств защиты на основе ВГ должна составить предмет дальнейших исследований.

Литература

1. Кискачи В.М., Назаров Ю.Г. Устройства сигнализации замыканий на землю в кабельных сетях 6-10 кВ. В кн.: Сигнализация замыканий на землю в компенсированных сетях. Под ред. В.И. Иоэльсона. – М.: Госэнергоиздат. 1962. – С.39-66.
2. Устройства сигнализации замыканий на землю в кабельных сетях 6-10 кВ / В.М. Кискачи, С.Е. Сурцева, Н.М. Горшенина и др // Электрические станции. – 1972. – № 4. – С. 69-72.
3. Борухман В.А. Об эксплуатации селективных защит от замыканий на землю в сетях 6-10 кВ и мероприятиях по их совершенствованию // Энергетик. – 2000. – № 1. – С. 20-22.
4. Кискачи В.М. Селективность сигнализации замыканий на землю с использованием высших гармоник // Электричество. – 1967. – № 9. – С. 24-29.
5. Кискачи В.М. Расчет минимального уровня высших гармоник при однофазных замыканиях на землю в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью / Работы в области ре-

лейной защиты и автоматики: Тр. ВНИИЭ. Выпуск двадцать шестой. – М.: Энергия, 1966. – С. 89-105.
6. Жежеленко И.В., Толпыго О.Б. Чувствительность сигнализации замыканий на землю с использованием высших гармоник в сетях промышленных предприятий // Электричество. – 1969. – № 10. – С. 32-39.

УДК 621.3.072.9

КОМПЕНСАЦИЯ ОТКЛОНЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА В ЗАДАЧЕ СИНТЕЗА УСТРОЙСТВА СИНХРОНИЗАЦИИ ГЕНЕРАТОРОВ И ЧАСТЕЙ ЭНЕРГОСИСТЕМ С ЭТАЛОННОЙ МОДЕЛЬЮ

Ю.В. Хрущев, Н.А. Беляев
Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Введение

Проведенный анализ предложенного в Энергетическом институте Томского политехнического университета подхода [1, 2] к синтезу устройства синхронизации генераторов и частей энергосистем, основанного на применении методов автоматического управления с эталонной моделью, показал целесообразность дальнейшей его разработки. Эталонная модель в данной задаче представляет собой программную траекторию движения (ПТД) в форме требуемого закона относительного движения векторов напряжения синхронизируемых объектов (относительного ускорения α, относительной скорости υ и относительного угла δ), обеспечивающего плавное подведение указанных параметров к нулевым значениям. Далее процесс синхронизации сводится к реализации движения параметров синхронизации согласно построенным ПТД с заданной точностью.

В [1] представлены наиболее простые алгоритмы построения ПТД: алгоритм равноускоренного движения (рис.1,а) и алгоритм равномерно ускоренного движения (рис.1,б).

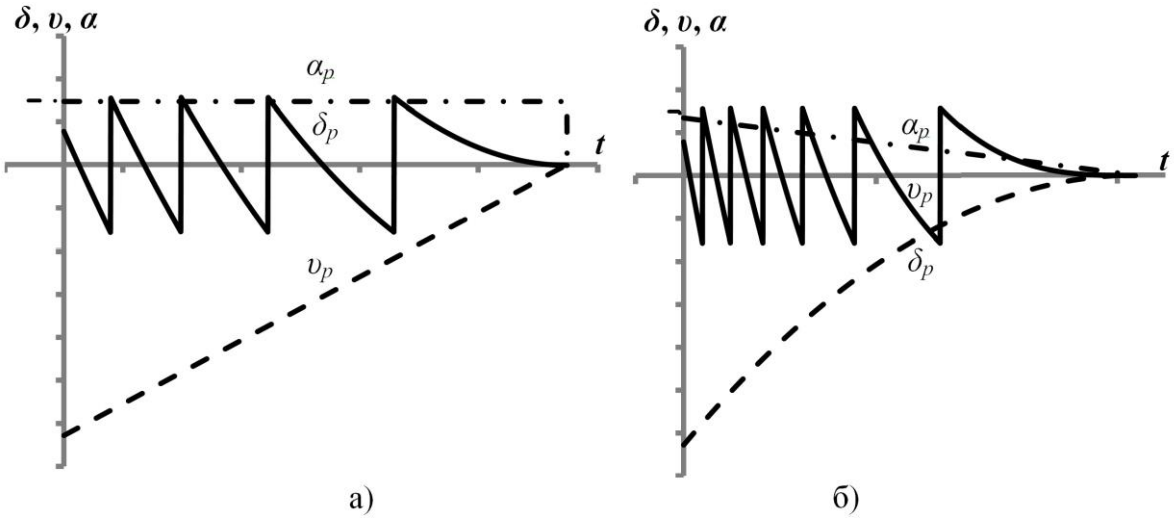


Рис. 1. Пример построения ПТД

В общем случае в процессе управления будет возникать ряд факторов, обусловливающих отклонения параметров реального движения от ПТД. К множеству таких факторов, в частности, относятся: недостаточное соответствие управляющих воздействий, случайные внешние возмущения, несовершенство измерительных устройств, инерционность систем регулирования и другие.

Таким образом, важной задачей является разработка алгоритмов компенсации отклонений реальных траекторий движения от ПТД. Усложняет задачу тот факт, что указанные отклонения в большинстве случаев будут иметь случайный, непрогнозируемый характер, что не позволяет учитывать их при построении ПТД и обусловливает необходимость выдачи корректирующих управляющих воздействий в ходе процесса.

Далее изложены математические основы способа компенсации отклонений параметров реального движения от параметров ПТД равноускоренного движения. Компенсация отклонений для других форм ПТД производится аналогично.

Алгоритм компенсации отклонений

Целью компенсации отклонений, согласно [2, 3], является обеспечение на всем интервале управления равенства:

$$\alpha(t) = \alpha_p(t), \tag{1}$$

где $\alpha(t)$ – реальное значение относительного ускорения в момент времени t, $\alpha_p(t)$ – программное (желаемое) значение относительного ускорения для момента времени t.

В случае, если равенство (1) будет выполняться на всем интервале управления, параметры реальной траектории $\upsilon(t)$, $\delta(t)$ будут равны соответствующим параметрам ПТД:

$$\begin{aligned} \upsilon(t) &= \upsilon_p(t), \\ \delta(t) &= \delta_p(t). \end{aligned} \tag{2}$$

Однако из-за влияния перечисленных выше факторов, равенство (1) на всем интервале управления не обеспечивается. При этом в силу известной дифференциальной связи

$$\alpha = \frac{d\upsilon}{dt} = \frac{d^2\delta}{dt^2} \tag{3}$$

нарушаются и равенства (2). Несмотря на то, что в течение некоторого интервала времени значение параметра $\alpha(t)$ может быть произвольно и с высокой точностью возвращено к значению соответствующего параметра ПТД, компенсировать возникшие отклонения $\upsilon(t)$ и $\delta(t)$ в общем случае не удаётся (рис. 2). Требуется согласованная компенсация отклонений всех параметров реальной траектории движения.

В момент времени t_1 возникают совместные отклонения параметров $\alpha(t)$, $\upsilon(t)$ и $\delta(t)$ от ПТД. К моменту времени t_2 по причине нечувствительности системы управления отклонение $\alpha(t)$ достигает значения $\alpha_{\text{нч}}$, достаточного для выдачи корректирующих управляющих воздействий. К моменту времени t_3 отклонение относительного ускорения полностью компенсировано и равенство (1) выполнено, однако параметры $\upsilon(t)$ и $\delta(t)$ приобрели некомпенсированные отклонения от ПТД. При

этом, исходя из (3), за счет смещения относительной скорости $\upsilon(t)$ от $\upsilon_p(t)$, отклонение относительного угла $\delta(t)$ от $\delta_p(t)$ будет увеличиваться в процессе дальнейшего управления.

В общем случае обеспечить мгновенное скачкообразное изменение относительного ускорения представляется затруднительным. В представленной модели данный факт учитывается наличием интервала времени t_3-t_2, который, так же как и форма компенсирующих воздействий (линейное изменение), приняты произвольно.

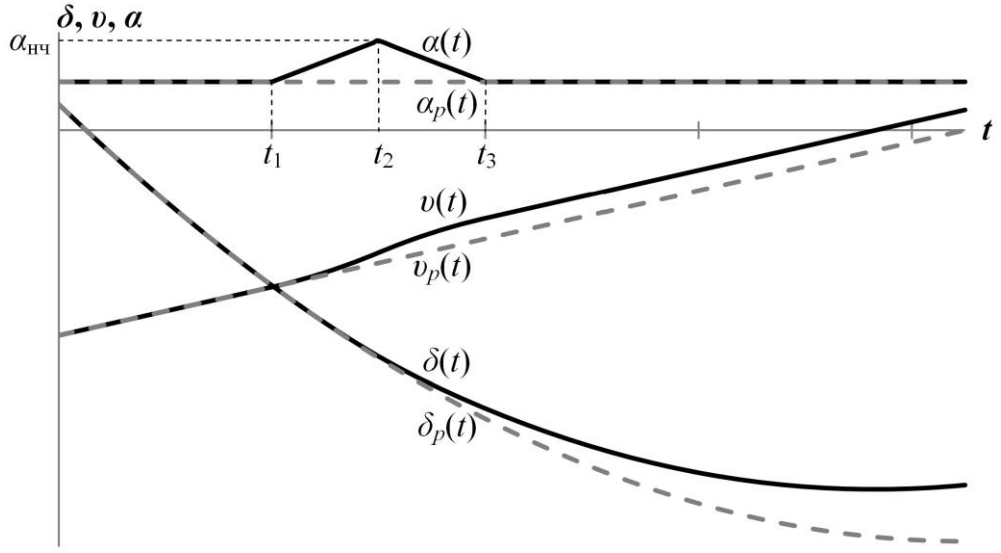


Рис. 2. Пример возникновения отклонений относительной скорости и относительного угла

С целью согласования компенсации рассматриваемых отклонений параметров режима вводится корректирующее воздействие, обеспечивающее возврат функции относительной скорости к $\upsilon_p(t)$. Суть этой операции заключается в том, чтобы компенсировать образовавшуюся разницу площадок между программной и реальной функциями относительного ускорения. Из выражения (3) следует, что площадь под графиком относительного ускорения является значением относительной скорости в заданный момент времени. Таким образом, искомая площадь компенсации $S_{\text{комп}}$ определяется на основании текущего значения относительной скорости $\upsilon(t_3)$ и значения $\upsilon_p(t_3)$, соответствующего ПТД:

$$S_{\text{комп}} = \upsilon(t_3) - \upsilon_p(t_3), \tag{4}$$

где $\upsilon(t_3)$ – реальное значение угловой скорости в момент времени t_3, $\upsilon_p(t_3)$ – программное значение угловой скорости в момент времени t, согласно ранее построенной ПТД. Для алгоритма равноускоренного движения его можно выразить через начальные значения относительной скорости $\upsilon(t_0)$ и относительного ускорения $\alpha(t_0)$:

$$\upsilon_p(t) = \alpha(t_0)t + \upsilon(t_0). \tag{5}$$

На основании полученного значения $S_{\text{комп}}$ и выбранной формы корректирующих управляющих воздействий производится определение относительного ускорения $\alpha_{\text{комп}}$, которое необходимо обеспечить для компенсации отклонений. Напри-

мер, для случая V-образной формы корректирующих воздействий значение $\alpha_{\text{комп}}$, согласно (4,5) определяется как

$$\alpha_{\text{комп}} = \alpha(t_0) - \frac{2S_{\text{комп}}}{t_5 - t_3}. \qquad (6)$$

Иллюстрация представленного случая приведена на рис. 3.

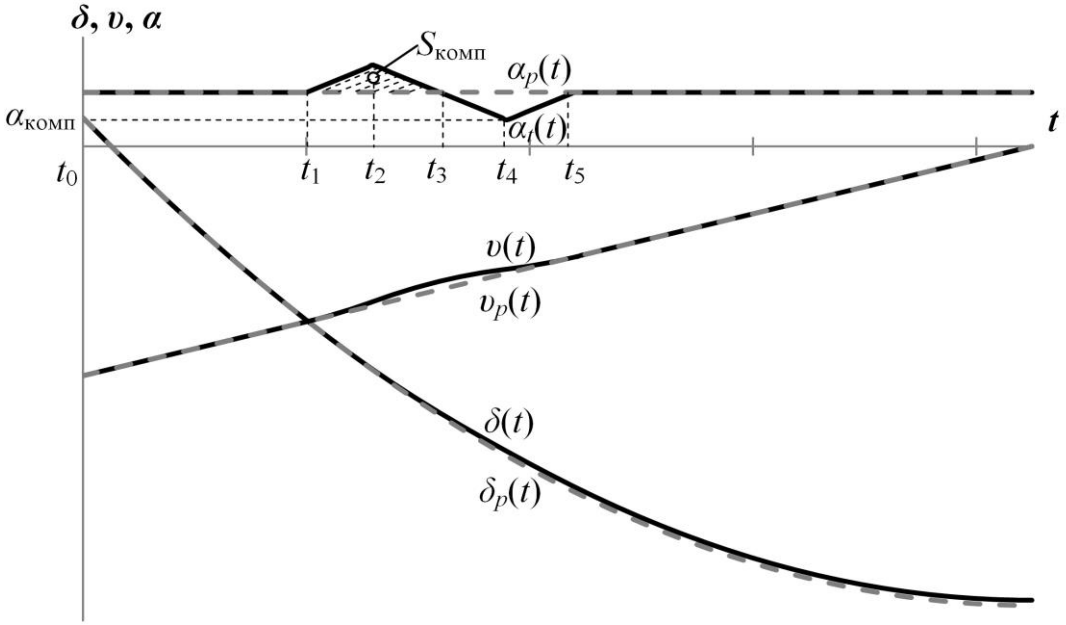


Рис. 3. Компенсация отклонения траектории относительной скорости

Рассмотренный способ компенсации отклонений параметров режима позволяет с высокой точностью обеспечить возврат относительного ускорения и относительной скорости к ПТД, а также, в ряде случаев, может обеспечить приемлемую точность возврата функции относительного угла. Для более точного возврата всех параметров режима к ПТД следует использовать более сложные алгоритмы компенсации отклонений, что в общем случае потребует выдачу корректирующих воздействий согласно нелинейной функции относительного ускорения.

В дальнейшем, если указанными способами компенсировать отклонения не удастся, что определяется невозможностью обеспечить подведение параметров синхронизации к конечным значениям с заданной точностью, потребуется перестроение ПТД в ходе процесса с учетом текущих значений параметров.

Литература

1. Беляев Н.А. Хрущев Ю.В. Синтез устройства адаптивной синхронизации генератора и электроэнергетической сети // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды III международной научно-технической конференции: сборник статей. В 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – Т. 2. – С. 94-99.
2. Беляев Н.А., Хрущев Ю.В. Способ синхронизации возбужденной синхронной машины с сетью: пат. 2457597 Рос. Федерация. № 2011120883/07; заявл. 24.05.2011; опубл. 27.07.2012, Бюл. №21
3. Теория систем автоматического управления / В.А. Бесекерский, Е.И. Попов. – Изд. 4-е, перераб. и доп. – СПб.: Изд-во «Профессия», 2003. – 752 с.

УДК 621.315.1

ОПЫТ И ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ НА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ В ТЮМЕНСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЕ

П.А. Юшманов
Филиал ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»
Региональное диспетчерское управление энергосистемы Тюменской области, г. Сургут

Тюменская энергосистема является крупнейшей в составе ОЭС Урала. Она располагается на территории Тюменской области, Ханты-Мансийского и Ямало-Ненецкого автономных округов.

Суммарная установленная мощность электростанций (включая электростанции промышленных предприятий) составляет 15238,4 МВт.

В диспетчерском управлении Тюменского РДУ находятся 35 линий напряжением 500 кВ, 144 линии напряжением 220 кВ и 31 линия напряжением 110 кВ. Помимо этого, в диспетчерском ведении Тюменского РДУ находятся еще 7 линий напряжением 500 кВ, 119 линий напряжением 220 кВ и 379 линий напряжением 110 кВ [3].

Значительные размеры энергосистемы влекут за собой большое количество отключений, которых может быть более десяти за сутки, особенно в грозовой период (май-сентябрь). Отключение участка сети часто влечет за собой перебои в электроснабжении потребителей, простой оборудования и нарушение электроэнергетического режима работы. Точное определение места повреждения (ОМП) является важной задачей как при неуспешном, так и при успешном автоматическом повторном включении линии (АПВ).

В Тюменском РДУ для целей ОМП на воздушных линиях электропередачи (ВЛ) используется специализированный программный комплекс «АРМ СРЗА». Кроме того, ПК «АРМ СРЗА» предназначен для расчета токов короткого замыкания, эквивалентов сети, уставок основных и резервных защит.

Основываясь на вышесказанном, можно отметить, что одной из приоритетных задач Службы релейной защиты и автоматики (СРЗиА) Тюменского РДУ является ведение и поддержание в актуальном состоянии математической модели сети в данном программном комплексе.

При отключении линии от действия релейной защиты дежурный персонал Оперативно-диспетчерской службы (ОДС) Тюменского РДУ получает первичную информацию – показания фиксирующих приборов ($3I_0$, $3U_0$ при замыканиях на землю или I_2, U_2 при междуфазных замыканиях), анализирует их и определяет место короткого замыкания в модуле «ОМП для диспетчеров» ПК «АРМ СРЗА». В данном модуле содержится упрощенное графическое изображение сети, максимально приближенное к схеме, отображенной на видеостене диспетчерского пункта.

Перед тем как выполнить расчет места повреждения, диспетчер моделирует актуальный режим работы сети на момент возникновения короткого замыкания – это оказывает значительное влияние на точность ОМП в ПК «АРМ СРЗА». Кроме того, если на линии есть ответвления или на поврежденном транзите есть подстанции, на которых включена ремонтная перемычка, диспетчер дополнительно загру-

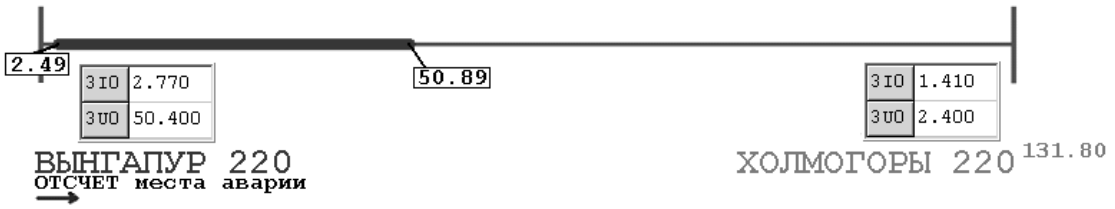
жает предварительно подготовленный файл с объединением линий. Для выработки навыков и уменьшения времени на выполнение операций при работе с модулем «ОМП для диспетчеров» (особенно в аварийных ситуациях), отделом расчетов СРЗиА разработана пошаговая инструкция.

Если расчет места повреждения выдал несколько мест короткого замыкания, диспетчер выявляет наиболее вероятное из них путем исключения из расчета тех показаний, которые программа считает недостоверными. Опыт ОМП свидетельствует о том, что в условиях, когда приходится рассчитывать только на показания фиксирующих приборов, расчет по токам нулевой последовательности является более предпочтительным, чем расчет по напряжениям нулевой последовательности. Вообще, ОМП по показателям нулевой последовательности более распространено в энергосистеме, что обосновывается причинами, описанными в [1, с. 27-28].

Чаще всего, если показания фиксирующих приборов достоверны, место повреждения определяется диспетчером однозначно. При невозможности точно определить место замыкания самостоятельно, к задаче ОМП привлекается персонал СРЗиА.

Специалисты СРЗиА Тюменского РДУ, помимо показаний фиксирующих приборов, получают осциллограммы регистраторов аварийных событий. Анализируя последние, можно получить гораздо более полные, точные и наглядные сведения относительно характера замыкания и значений аварийных величин.

Интересным примером ОМП в Тюменской энергосистеме и совместной работы специалистов ОДС и СРЗиА может служить авария от 29.07.2013г., когда во время грозы отключилась ВЛ 220 кВ Холмогорская – Вынгапур с успешным АПВ. Диспетчером были получены следующие данные фиксирующих приборов: ПС 500 кВ Холмогорская ($3I_0$=1,41кА, $3U_0$=2,4кВ), ПС 220 кВ Вынгапур ($3I_0$=2,77кА, $3U_0$=50,7кВ). Диспетчер, смоделировав аварийный режим работы сети и введя полученные данные в программу, получил на экране следующую картину: 4 вероятных места повреждения, объединенные в общую зону обхода длиной 48,4 км, что в свою очередь составляет практически треть линии (рис. 1). Исходя из рекомендаций СРЗиА, из расчета были исключены напряжения $3U_0$, и получено расчетное место повреждения – 32,7 км от ПС Вынгапур.



РЕШЕНИЕ

Определено 4 места повреждения, которые объединены в общую зону обхода

КМ	Участок повреждения	Вид КЗ	Rперех(Ом)	ВЫНГАПУР 220	ХОЛМОГОРЫ 220
11.49	ВЫНГАПУР 220 - ХОЛМОГОРЫ 220	1ф	26.10	I↓	∓U
		2ф на зем	11.32		
21.55	ВЫНГАПУР 220 - ХОЛМОГОРЫ 220	1ф	34.59	∓U	∓U
		2ф на зем	15.22		
32.70	ВЫНГАПУР 220 - ХОЛМОГОРЫ 220	1ф	9.41	I↓	I↓
		2ф на зем	0.00		
41.89	ВЫНГАПУР 220 - ХОЛМОГОРЫ 220	1ф	18.23	∓U	I↓
		2ф на зем	3.64		

Рис. 1. ОМП по исходным данным

Позднее специалистами СРЗиА были получены осциллограммы с обеих сторон и определены характер повреждения (однофазное замыкание фазы В) и более точные значения аварийных величин: ПС 500 кВ Холмогорская ($3I_0$=1,43кА, $3U_0$=4,4кВ), ПС 220 кВ Вынгапур ($3I_0$=2,37кА, $3U_0$=57,43кВ). Введя данные показания в программу, было получено однозначное место повреждения – 38,18 км от ПС Вынгапур (рис. 2). В результате осмотра линии были обнаружены следы перекрытия молнии на изолятор грозотроса в 37 км от ПС Вынгапур.

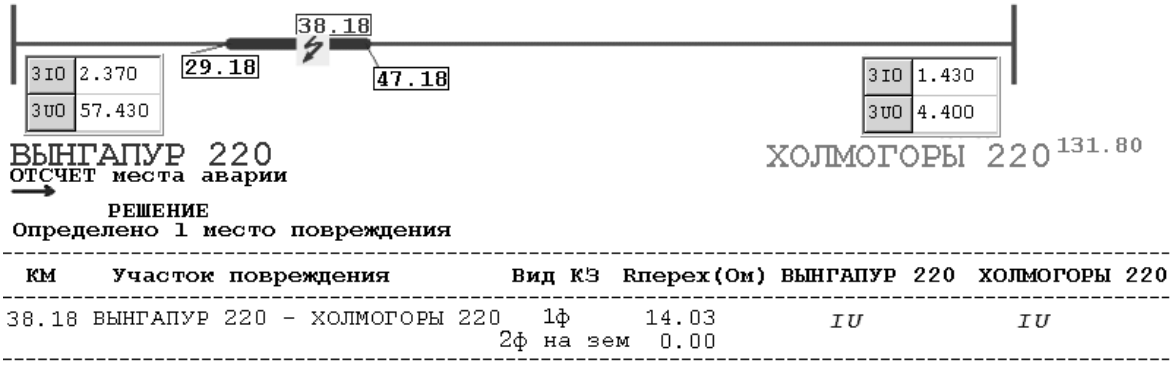


Рис. 2. ОМП по данным осциллограмм

Случаи, когда между собой замыкаются две фазы смежных линий, редки, но имеют место быть. Обычно такое происходит при сильных ветрах на длинных перегонах (переход ВЛ через реку, болота и т.д.) при выполнении ВЛ с использованием двухцепных опор. ОМП тогда чаще всего проводится в модуле «Расчет ТКЗ» по «бегущей точке», то есть путем перемещения места КЗ на линии вплоть до достижения аварийных значений фазных величин. Точная идентификация поврежденного участка в данном случае ставится под сомнение.

На основании опыта расчета места короткого замыкания специалистами Тюменского РДУ можно отметить, что погрешность ОМП Δ, рассчитываемая по формуле $\Delta = \dfrac{\left|L_{\text{расч}} - L_{\text{факт}}\right|}{L_{\text{линии}}} \cdot 100\%$ (где $L_{\text{расч}}$ – расчетное место повреждения, $L_{\text{факт}}$ – фактическое место повреждения, $L_{\text{линии}}$ – длина линии), в подавляющем большинстве расчетов составляет не более 5% для линий напряжением 110, 220 кВ и 3% для линий напряжением 500 кВ. Подробная статистика приведена в табл. 1.

Таблица 1

Статистика ОМП в Тюменском РДУ

Значения погрешности Δ	Процент КЗ, ОМП при которых выполнено с такой погрешностью	
	ВЛ 110, 220 кВ	ВЛ 500 кВ
Δ<3%	53%	77%
3%<Δ<5%	39%	20%
5%<Δ<10%	7%	2%
Δ>10%	<1%	<1%

Такая точность нахождения места повреждения определяется, прежде всего, следующими факторами:

1) корректность составления и ведения математической модели сети в ПК «АРМ СРЗА»;

2) квалификация работников оперативно-диспетчерской службы и службы релейной защиты и автоматики при анализе аварий;

3) оснащенность станций и подстанций Тюменской энергосистемы современными микропроцессорными фиксирующими индикаторами и регистраторами аварийных событий.

В то же время, бывают случаи, когда не получается определить точное место повреждения. Причин тому может быть несколько:

1) недостоверность полученных показаний фиксирующих приборов (погрешности самих фиксирующих приборов, ТТ, ТН [2]; недостаточная квалификация дежурного персонала на ПС);

2) неточное моделирование аварийного режима сети при ОМП;

3) неточное задание параметров сети в математической модели ввиду неверной или неполной информации по типу опор, трассе линии, марке провода и т.д.;

4) отклонение сопротивлений трансформаторов и линий (а, следовательно, и параметров схемы замещения) от номинальных значений в процессе их эксплуатации.

В завершение, хотелось бы отметить, что ПК «АРМ СРЗА» является достаточно точным инструментом для ОМП при максимальном соответствии реальной и математической моделей сети и учете отклонений от нормальной схемы соединений энергосистемы.

Литература

1. Аржанников Е.А., Лукоянов В.Ю., Мисриханов М.Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи / Под ред. В.А. Шуина. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 272 с.
2. Машенков В.М. Особенности ОМП на ВЛ напряжением 110-750 кВ. Учебное пособие. – СПб.: Центр подготовки кадров энергетики, 2005. – 47 с.
3. Перечень объектов диспетчеризации Филиала ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ с их распределением по способу управления. – Сургут, 2013. – 432 с.

УДК 621.315.1

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИМИТАЦИОННЫХ МОДЕЛЕЙ ДЛЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ АЛГОРИТМОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТА ПОВРЕЖДЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

А.Л. Куликов, М.Д. Обалин, П.А. Колобанов
Нижегородский государственный технический университет им. Р. Е. Алексеева

Математическая модель объекта используется для испытаний оборудования и алгоритмов на этапе проектирования в любой отрасли производства и особенно эффективна в электроэнергетике. Сложность имитируемого объекта и невозможность проведения физического эксперимента (в силу экономических и технологических причин) обуславливает сложность самой модели и характера ее поведения.

Прикладные средства моделирования (MATLAB/Simulink, Dymola, Modelica, ATP-EMTP, Eurostag, ТКЗ - 3000, ARENE и др.) основаны на высокоэффективных вычислительных методах и имеют в своем составе развитые библиотеки элементов электроэнергетических сетей. Основными недостатками подобных программ являются невозможность модификации заложенных в них математических моделей, а также сложность освоения, что затрудняет их применение в научных исследованиях.

В рамках создания программного комплекса определения места повреждения линий электропередач (ОМП ЛЭП) была разработана собственная имитационная модель, учитывающая специфику каждой конкретной ЛЭП и особенности режимов ее функционирования. Данная модель является основой для проверки алгоритмов оценки расстояния до места повреждения [1]. Именно с использованием адекватных имитационных моделей ЛЭП появляются новые возможности повышения эффективности ОМП.

С информативной точки зрения, в модель закладывается достаточно большой объем информации:

- ✓ тип опор, количество фаз на отдельных участках;
- ✓ марка провода, грозотроса;
- ✓ стрела провеса, габариты, геометрию линии;
- ✓ тип грунта, удельное сопротивление земли;
- ✓ пересечения, сближения со смежными линиями;
- ✓ наличие нескольких источников, ответвлений и др.

Все эти данные необходимы для создания максимального соответствия «модель-объект». Чем больше исходных физических характеристик используется в модели, тем точнее получатся результаты имитации.

По данным параметров опор, проводов и тросов, согласно методике [2,3] производится расчет удельных параметров линии, определяются участки неоднородности, участки со сложной взаимоиндукцией и отпаечными подстанциями. Например, ВЛ 220 кВ Луч – Нагорная Нижегородской энергосистемы после анализа была разделена на 4 участка неоднородности (таблица 1).

Как видно из табл. 1 характеристики отдельных участков ЛЭП существенно отличаются друг от друга. Широкий диапазон изменения параметров линии обязывает учитывать эти особенности реальной ВЛ в ее математической модели.

Таблица 1

Параметры линии 220 кВ Луч – Нагорная

Наименование ВЛ	№ пролетов	Тип опоры	Уд. сопр. грунта, Ом/см	Средняя длина пролета, м.	Марка провода	Уд. сопр. ЛЭП, Ом/км
ВЛ 220 кВ Луч-Нагорная	с 1 по 79	У220-2+9, П220-2	306, 875	343,41	АС-400/51	0,073 + j0.401
ВЛ 220 кВ Луч-Нагорная	с 82 по 131	У220-2+9 П220-2, П26	328.97	327.35	АС-400/51	0,096+ j0.398
ВЛ 220 кВ Луч-Нагорная	с 132 по 142	У220-2+9 П220-2, П26	98.18	196.47	АС-300/39	0,0963+ j1.303
ВЛ 220 кВ Луч-Нагорная	с 162 по 173	У220-2+9, П220-2	176,47	225	АС-300/39	0,0963+ j1.387

Используя удельные параметры линии и параметры эквивалентных сопротивлений ПС 500 кВ Луч и ПС 220 кВ Нагорная, составлена эквивалентная схема ВЛ 220 кВ Луч-Нагорная (рис. 1), на базе которой формируется модель, имитирующая поведение линии в нормальном и аварийном режимах.

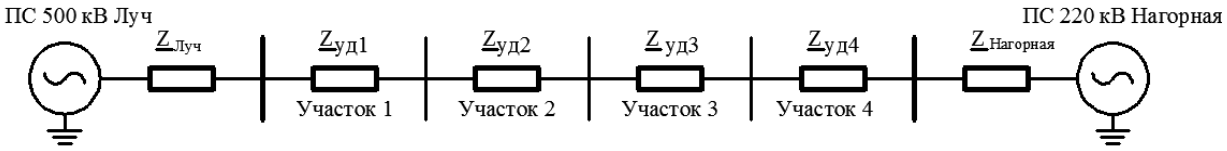


Рис. 1. Эквивалентная схема ВЛ 220 кВ Луч – Нагорная

Имитационная модель обеспечивает опыты короткого замыкания с определенным шагом вдоль всей длины ЛЭП. В результате получаем набор параметров (токов и напряжений) аварийного режима, по которым осуществляется расчет расстояния до места повреждения. Оценив погрешность работы алгоритма на выбранном участке линии, можно в последующем ее устранить.

Таблица 3

Иллюстрация корректировки алгоритма ОМП ЛЭП по данным имитационного моделирования

Дата	Наименование ВЛ	Длина ВЛ, км	Со стороны ПС	ИМФ-3Р, км	ПК WinBres, км	ИМФ-3Р с корректировкой, км	ПК WinBres с корректировкой, км	Фактич. место повреждения, км
21.10. 2011	ВЛ 220 Луч - Нагорная	53.6	Луч	41.1	44.58	43.4	46.43	47.42
23.08. 2011	ВЛ 500 кВ Луч – Нижегородская	46,51	Луч	11.09	10.92	10.89	10.81	10.5
08.03. 2011	ВЛ 500 кВ Ульяновская – Южная	241,19	Арзамас	27.1	24.74	26.5	25.56	25.77

Например для повреждения ВЛ 220 кВ Луч-Нагорная (21.10.2011) был произведен расчет расстояния до места повреждения по ИМФ-3Р (41.1 км) и ПК WinBres (44.587 км). Согласно результатам проверки работы алгоритмов ОМП по данным имитационного моделирования алгоритм ИМФ-3Р дает ошибку -2.3 км, а ПК WinBres -1.85км. Методы были скорректированы и их результаты расчета оказались ближе к фактическому месту повреждения (гирлянда изоляторов на опоре №153 в 47.42 км от ПС Луч). Аналогичные результаты были получены и для других ВЛ (табл. 3).

Таким образом, использование имитационных моделей ЛЭП позволяет производить корректировку результатов расчета расстояния до места повреждения. Разработанная методика позволяет получать более точную оценку расстояния до места повреждения по сравнению с существующими аналогами. Перспективно

применение имитационных моделей ЛЭП в качестве базы для дальнейшего совершенствования алгоритмов ОМП.

Литература
1. Куликов, А. Л. Цифровое дистанционное определение повреждений ЛЭП/ А.Л. Куликов. Под ред. М.Ш. Мисриханова. – Н. Новгород: Изд-во Волго-Вятской академии гос. Службы, 2006. – 315 с.
2. Nasser D. Tleis, Power Systems Modeling and Fault Analysis – UK: Elsevier Ltd., 2008. – 650p.
3. Вагнер К.Ф., Эванс Р.Д. Метод симметричных составляющих. – М: ОНТИ, 1936. – 408с.

УДК 621.311.1.016

ОБОБЩЕННЫЙ АНАЛИЗ СТАТИЧЕСКОЙ УСТОЙЧИВОСТИ ОБЪЕДИНЕННЫХ ЭНЕРГОСИСТЕМ С ЦЕПОЧЕЧНОЙ СТРУКТУРОЙ

Е.В. Захарова, М.Г. Попов
Санкт-Петербургский государственный политехнический университет

Современное развитие электроэнергетических систем характеризуется тенденцией увеличения и концентрации энергопотребления в крупных городах при слабой пропускной способности электрической сети. В сложившихся обстоятельствах возросла проблема обеспечения надежного электроснабжения, которая частично может быть решена созданием кольцевых схем питания, что, в свою очередь, в значительной мере осложняет задачу прогнозирования и управления режимами работы таких энергосистем.

Прогноз и оценка допустимости режимов выполняется при исследовании задачи устойчивости электрической сети, сложность и трудоемкость которой обусловлена многообразием схемно-режимных условий. При этом, в зависимости от постановки задачи используются динамические или статические (линеаризованные) модели электроэнергетических систем [1], математическое описание которых реализуется в современных программных комплексах (Eurostag, Mustang, RastrWin).

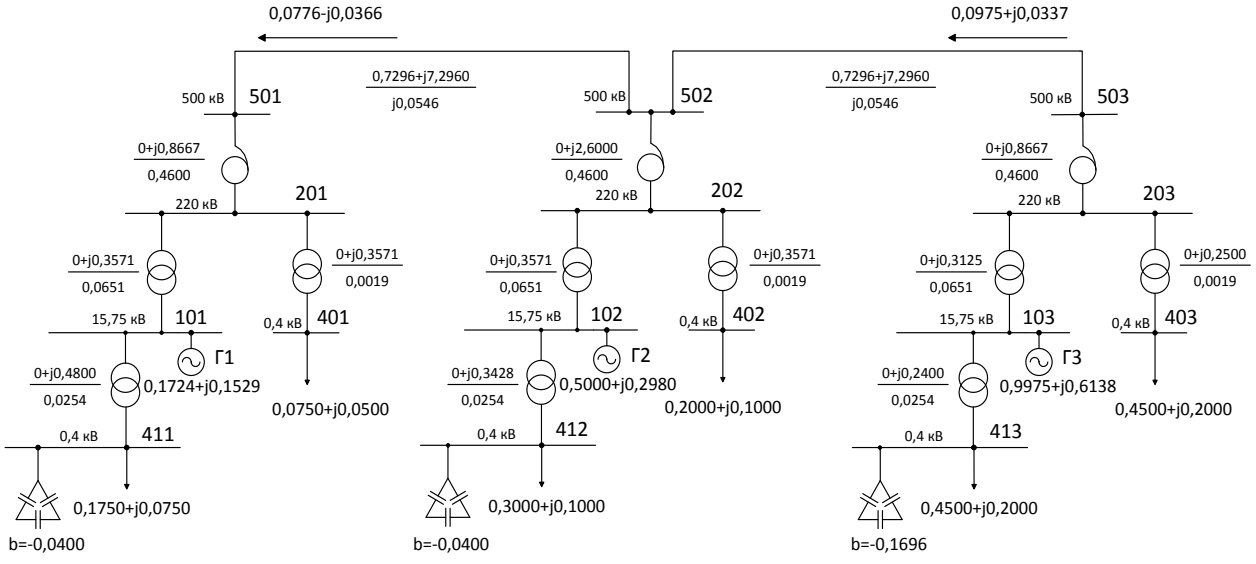
Решение этой нетривиальной задачи сводится к поиску предельных режимов по передаваемой (обменной) мощности объединенных энергосистем и обеспечению нормированных запасов по устойчивости энергосистем. Здесь следует отметить об известной проблеме достоверного определения нормативных запасов по устойчивости, обусловленных в значительной степени адекватностью математического описания обобщенной нагрузки и силового электрооборудования электроэнергетической системы. В связи с этим оценка запасов устойчивости даже при использовании полных моделей носит приближенный характер [2]. Естественным будет понимание того, что поиск области потенциально устойчивых (стабилизируемых) режимов, определяемых структурой ЭЭС, может быть осуществлен с привлечением упрощенных моделей [3,4], не решая при этом задачи оптимизации настроек систем автоматического управления.

Координация настроек АРВ выполняется независимо, с целью некоторого увеличения предела по передаваемой мощности. Однако, как показала практика

многочисленных исследований [3], оптимизация структуры управления возбуждением особенно эффективна в ОЭС, обладающих “жесткими” межсистемными связями. Более того, в особо тяжелых случаях имеет место вырождение области устойчивости, отвечающей заданным критериям оптимизации.

Целью данного исследования является поиск обобщенных критериев, основанных на демпферных свойствах различных моделей энергосистем. При этом производится качественная оценка влияния моментов неконсервативных сил на устойчивость рассматриваемой энергосистемы вблизи границы области апериодической устойчивости. Полученные критерии позволяют достоверно определять область потенциально устойчивых (стабилизируемых) режимов на основе применения упрощенных математических моделей синхронных машин.

Компьютерные исследования проводились применительно к расчетным схемам цепочечной структуры, содержащим различное количество (2, 3 и 5) эквивалентных энергосистем. Направление потока обменной мощности в сечении 501-502, $P_{\text{обм.501-502}}$ (см. рис. 1) задавалось снижением объема генерации в приемной части ОЭС при сбалансированной нагрузке промежуточных эквивалентных энергосистем. На рис. 1 представлен режим, соответствующий физически осуществимому (границе области апериодической устойчивости), все параметры указаны в приведенных единицах по отношению к базисной мощности $S_{\text{баз}}$=10000 МВА.



$\frac{0,7296+j7,2960}{j0,0546}$ – $\frac{\text{активные и индуктивные сопротивления линии}}{\text{емкостная проводимость линии}}$; b — $\frac{\text{проводимость эквивалентной}}{\text{батареи конденсаторов}}$; $\frac{0+j0,8667}{0,4600}$ – $\frac{\text{активные и индуктивные сопротивления трансформатора}}{\text{коэффициент трансформации трансформатора}}$.

Рис. 1. Расчетная схема рассматриваемой энергосистемы

Номинальные параметры эквивалентных генераторов Г1, Г2, Г3: $\cos\varphi_{\text{ном}} = 0,85$; $x_d = x_q = 2,00$; $x_s = 0,13$; $x_{fs} = 0,16$; $x_{srd} = 0,17$; $x_{srq} = 0,08$; $x'_d = 0,28$; $x''_d = x''_q = 0,21$; $T_J = 5,95$; $T_{d0} = 7,00$; $T_{rd} = 0,50$ с; $T_{rq} = 0,50$ с. Установленные мощности были приняты соответственно $P^{(Г1)} = 0,25 \cdot S_{\text{баз}}$; $P^{(Г2)} = 0,5 \cdot S_{\text{баз}}$; $P^{(Г3)} = S_{\text{баз}}$.

Во всех режимах нагрузка моделировалась шунтами постоянной проводимости с нормативным коэффициентом мощности $\cos\varphi_{\text{норм}} = 0,92…0,93$. Для упро-

щенного представления генераторов использовались позиционная модель Ψ_f = const и нерегулируемая модель без АРВ U_f = const. Поиск структурных критериев осуществлялся при сопоставлении границ области устойчивости, полученных с использованием упрощенных и полных моделей со средневзвешенными (неоптимальными) настройками АРВ-ПД (k_{0u} = 20 ед.возб.ном./ед.напр.стат.; k_{0c} = 2,0 дел.; $T_в$ = 0,3 с; $T_{ос}$ = 0,1 с) и АРВ – СД (k_{0u} = 50 ед.возб.ном./ед.напр.стат.; k_{1u} = 5,0 дел.; $k_{0ω}$ = 2,0 дел.; $k_{1ω}$ = 5,0 дел.; k_{1if} = 2,0 дел.).

Оценка устойчивости производилась при последовательном утяжелении режима работы исследуемой модели электропередачи вплоть до физически осуществимого режима при анализе корней, отвечающих электромеханическому движению (см. табл. 1).

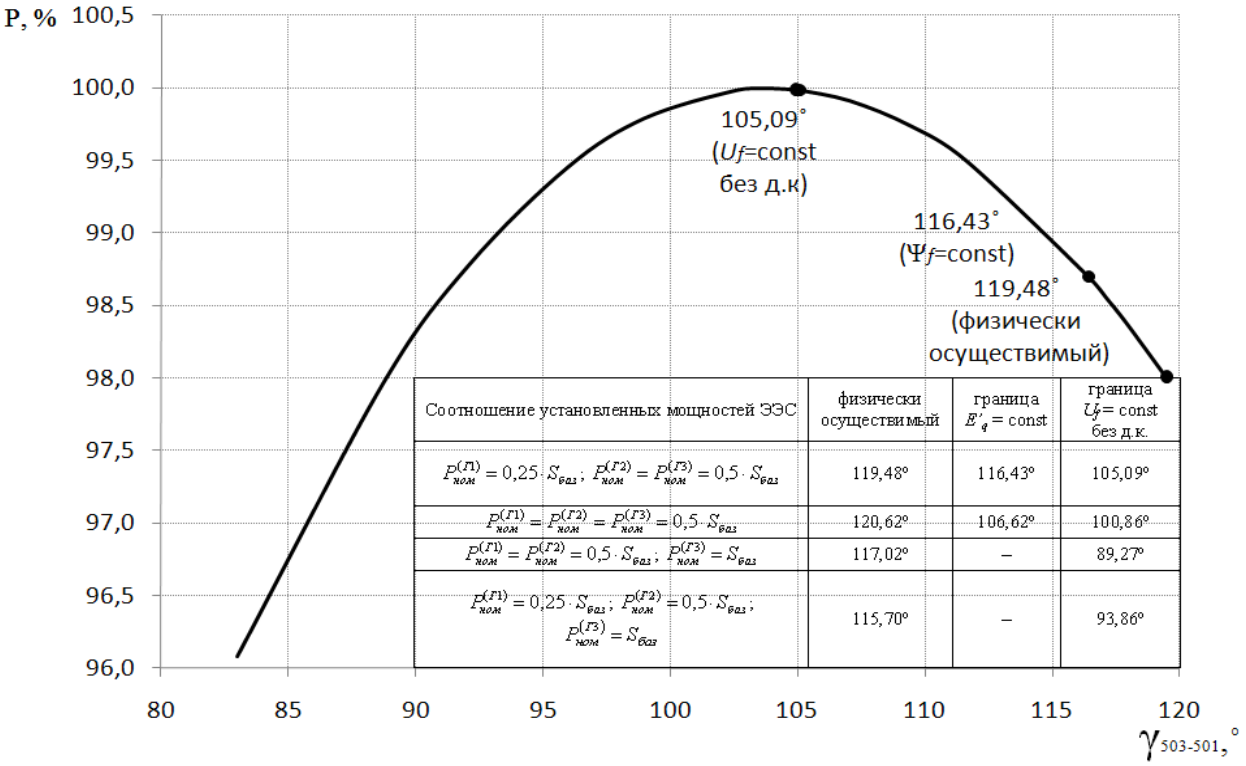
Таблица 1

Характер изменения доминирующих составляющих относительного движения в различных моделях ЭЭС

	Обменная мощность в сечении 501 - 502, о.е./ угол электропередачи, градус	Запас мощности в сечении 501 - 502, %	Позиционная модель ЭЭС Ψ_f = const	Нерегулируемая ЭЭС U_f = const	АРВ-ПД	АРВ-СД
			без д.к.	без д.к.	д.к. в оси *d*, *q*	д.к. в оси *d*, *q*
$P^{(T1)} = 0,25 \cdot S_{баз}$; $P^{(T2)} = 0,5 \cdot S_{баз}$; $P^{(T3)} = 0,5 \cdot S_{баз}$	0,98/119,48˚ (физически осуществимый)	2,0	**+0,688;-0,688** 0±*j*0,469	**+0,472±*j*0,125** -0,121±*j*0,468	**+1,056;-1,294** -0,239±*j*,480	**+0,859;-0,624** -0,436±*j*0,345
	0,99/116,43˚ (Ψ_f = const)	1,0	0±*j*0,007 0±*j*0,484	**+0,364±*j*0,140** -0,117±*j*0,482	**+0,843;-1,057** -0,191±*j*0,494	**+0,685;-0,539** -0,449±*j*0,354
	1,00/105,09˚ (U_f = const без д.к.)	0,0	0±*j*0,212 0±*j*0,537	-0,001±*j*0,217 -0,110±*j*0,535	**+0,013±*j*0,361** -0,074±*j*0,545	-0,081±*j*0,102 -0,503±*j*0,386
$P^{(T1)} = 0,5 \cdot S_{баз}$; $P^{(T2)} = 0,5 \cdot S_{баз}$; $P^{(T3)} = 0,5 \cdot S_{баз}$	0,98/120,62˚ (физически осуществимый)	2,0	**+1,316;-1,316** 0±*j*0,394	**+0,765±*j*0,034** -0,206±*j*0,395	**+1,120; -1,204** -0,513±*j*0,395	**+0,718; -0,521** -0,346±*j*0,308
	1,00/106,62˚ (Ψ_f = const)	0,0	0±*j*0,001 0±*j*0,456	**+0,328±*j*0,090** -0,178±*j*0,456	**+0,229±*j*0,121** -0,180±*j*0,445	-0,040±*j*0,092 -0,399±*j*0,349
	1,00/100,86˚ (U_f = const без д.к.)	0,0	0±*j*0,137 0±*j*0,479	-0,001±*j*0,128 -0,171±*j*0,479	**+0,247±*j*0,165** -0,125±*j*0,472	-0,089±*j*0,131 -0,420±*j*0,364
$P^{(T1)} = 0,5 \cdot S_{баз}$; $P^{(T2)} = 0,5 \cdot S_{баз}$; $P^{(T3)} = S_{баз}$	0,98 / 117,02˚ (физически осуществимый)	2,0	**0±*j*0,195** 0±*j*0,411	**+0,380±*j*0,216** -0,224±*j*0,414	**+0,359±*j*0,372** -0,437±*j*0,437	**+0,603;-0,496** -0,372±*j*0,314
	0,98/89,27˚ (U_f = const без д.к.)	2,0	0±*j*0,292 0±*j*0,509	-0,001±*j*0,290 -0,167±*j*0,509	**+0,075±*j*0,386** -0,105±*j*0,508	-0,129±*j*0,135 -0,458±*j*0,375
$P^{(T1)} = 0,25 \cdot S_{баз}$; $P^{(T2)} = 0,5 \cdot S_{баз}$; $P^{(T3)} = S_{баз}$	0,98/115,70˚ (физически осуществимый)	2,0	**+0±*j*0,222** 0±*j*0,502	**+0,270±*j*0,242** -0,111±*j*0,501	**+0,129±0,390** -0,161±*j*0,511	**+0,686;-0,564** -0,480±*j*0,365
	0,99/93,86˚ (U_f = const без д.к.)	1,0	0±*j*0,318 0±*j*0,578	-0,001±*j*0,318 -0,100±*j*0,577	**+0,060±*j*0,396** -0,048±*j*0,587	-0,139±*j*0,128 -0,569±*j*0,415

Во всех рассмотренных случаях нарушение колебательной устойчивости происходит не достигая границы области апериодической устойчивости. Предельная величина передаваемой мощности для всех рассмотренных случаев располагается в непосредственной близости максимума угловой характеристики. При этом введение интенсивного управления даже с неоптимальной настройкой регуляторов позволяет расширить границу области колебательной устойчивости вплоть до физически осуществимых режимов ($\gamma_{отн}$ = 119,48˚). Предельные режимы, рассчиты-

ваемые с применением упрощенных моделей отвечают недопустимым запасам (около 1%) по устойчивости (см. рис. 2). При этом максимум угловой характеристики соответствует физически осуществимому режиму нерегулируемой модели (U_f = const) ЭЭС.



Соотношение установленных мощностей ЭЭС	физически осуществимый	граница E'_q = const	граница U_f = const без д.к.
$P_{ном}^{(Г1)} = 0{,}25 \cdot S_{баз}$; $P_{ном}^{(Г2)} = P_{ном}^{(Г3)} = 0{,}5 \cdot S_{баз}$	119,48°	116,43°	105,09°
$P_{ном}^{(Г1)} = P_{ном}^{(Г2)} = P_{ном}^{(Г3)} = 0{,}5 \cdot S_{баз}$	120,62°	106,62°	100,86°
$P_{ном}^{(Г1)} = P_{ном}^{(Г2)} = 0{,}5 \cdot S_{баз}$; $P_{ном}^{(Г3)} = S_{баз}$	117,02°	–	89,27°
$P_{ном}^{(Г1)} = 0{,}25 \cdot S_{баз}$; $P_{ном}^{(Г2)} = 0{,}5 \cdot S_{баз}$; $P_{ном}^{(Г3)} = S_{баз}$	115,70°	–	93,86°

Рис. 2. Предельная передаваемая мощность при упрощенном представлении трех энергосистем

При средневзвешенных настройках АРВ-СД граница области устойчивости находится в зоне искусственной устойчивости ($\gamma_{отн}$ = 119,48°). Следует отметить, что увеличение интенсивности управления возбуждением не приводит к существенному изменению предела по передаваемой мощности.

В результате сопоставительного анализа рассчитанных границ области устойчивости показана возможность применения упрощенных моделей, позволяющих выполнить первичную оценку предельных по передаваемой мощности режимов энергосистем. Упрощенное представление энергосистем в виде постоянства потокосцеплений контуров ротора (Ψ_f = const) в большей степени характеризует искомую границу колебательной устойчивости. Применение нерегулируемой модели (U_f = const) может быть оправдано лишь для энергообъединений с межсистемными связями малой и средней протяженности.

Выводы:

1. Установлено, что во всех рассмотренных случаях нарушение колебательной устойчивости происходит до границы области апериодической устойчивости.

2. Выполнено обоснование применения позиционных моделей объединенных ЭЭС с цепочечной структурой для оценки границы области колебательной устойчивости. Введение интенсивного управления возбуждением синхронной машины с максимальной стабилизацией позволяет в незначительной степени расши-

рить границу области колебательной устойчивости, полученной с применением упрощенного описания генераторов.

3. Применение нерегулируемой модели (U_f = const) может быть оправдано для поиска потенциально устойчивых режимов с минимальным запасом по мощности. Электроэнергетическая система в найденной области режимов является устойчивой даже при неоптимальной настройке АРВ-СД.

Литература

1. Жданов П.С. Вопросы устойчивости электрических систем. Под ред. Л.А. Жукова – М.: Энергия, 1979. – 455 с.
2. Методические указания по устойчивости энергосистем. 30.06.2003 № 277.
3. Рагозин А.А. Обобщенный анализ динамических свойств энергообъединений на основе структурного подхода: автореф. дис. д-ра техн. наук. – СПб: СПбГТУ, 1998 – 39 с.
4. Попов М.Г. Развитие методов и программного обеспечения исследований динамических свойств электроэнергетических систем: автореф. дис. канд. техн. наук. – СПб: СПбГТУ, 2001 – 16 с.

УДК 621.316.925

"NORTROLL" - ИНДИКАТОРЫ НЕИСПРАВНОСТЕЙ ДЛЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ СРЕДНЕГО НАПРЯЖЕНИЯ

И.В. Миналиев, Р.Г. Мустафин

Казанский государственный энергетический университет

Индикаторы неисправностей – это современное решение, предназначенное для точного определения повреждённого участка (отпайки) линии электропередачи (воздушной или кабельной).

Применение индикаторов неисправностей существенно снижает затраты по отысканию повреждённых участков линий, повышая качество обслуживания конечных потребителей. Индикаторы неисправностей функционируют при любых схемах включения нейтрали:

- изолированная нейтраль
- нейтраль, компенсированная сопротивлением
- нейтраль, компенсированная реактором
- нейтраль, компенсированная реактором и сопротивлением
- заземлённая нейтраль.

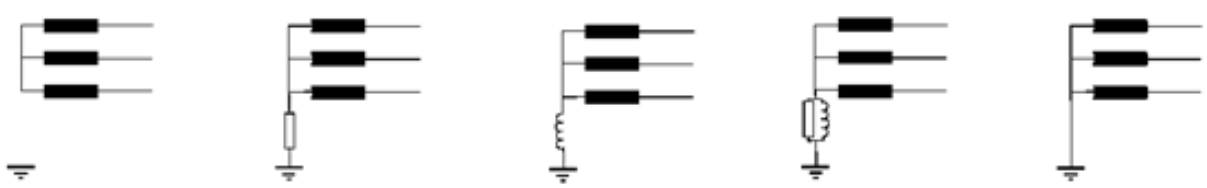


Рис. 1. Схемы включения нейтрали

Наиболее эффективнее, работа индикаторов неисправностей будет в том случае, если индикаторы будут установлены на каждом ответвлении. Это даёт возможность быстрого и безошибочного определения места повреждения линий.

Индикатор Nortroll обеспечивает непрерывный мониторинг напряжения и тока в линии, собирая информацию необходимую для работы. Устройство является полностью автономным, не требуется никаких внешних трансформаторов или соединений. При нормальных состояниях линии, Nortroll находится в выключенном состоянии. Индикатор «ищет» особую последовательность условий в линии, прежде чем начать подавать сигналы.

Основные условия для индикации:

1) Линия находится под напряжением не менее 5 секунд.

2) Ток в линии должен быстро увеличиться до значения, заданного пользователем (уровень шага). Порог срабатывания: ток линии, превышающий заданный уровень.

3) Линия отключена (напряжение отсутствует).

Пользователь может запрограммировать критерии режима эксплуатации согласно своим требованиям группой микровыключателей, которые находятся внутри индикатора.

Индикаторы неисправностей Nortroll подходят как для кабельных линии так и для воздушных линии электропередачи. Для определения повреждении в воздушных линиях используют серию индикаторов LINETROLL. В кабельных же линиях используется Cable troll.

LINETROLL 110Em: Такие индикаторы подвешиваются непосредственно на провода ЛЭП, на каждую фазу отдельно. LINETROLL 3500 – это интеллектуальный индикатор аварийного тока, устанавливаемый на опорах электрических цепей. CABLETROLL 3500 (CT3500) – это интеллектуальный аварийный индикатор для подземных кабелей.

Индикатор неисправностей автоматически настраивается на нормальные состояния на линии. Увеличение тока при коротком замыкании приводит к быстрому увеличению магнитного поля вокруг провода, на которое реагирует индикатор.

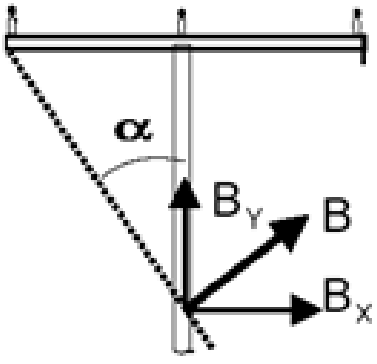


Рис. 2. Вектор индукции магнитного поля около проводов

Индикаторы сигнализируют о неисправностях в линии с помощью светодиодов. Когда мы приближаемся к опоре напротив индикатора:

а) Если мигает красная лампочка индикатора, повреждение находится в противоположном направлении.

б) Если мигает зелёная лампочка индикатора, повреждение находится впереди.

Дистанционное программирование LineTroll 3500 осуществляется с помощью устройства дистанционного управления CmT 3500.

Индикаторы могут передавать данные о неисправностях на линии с помощью GSM модемов, передающих контролируемые параметры режима из промежуточных точек разветвленной ЛЭП.

УДК 621.314.224.8

СОЗДАНИЕ МИКРОПРОЦЕССОРНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ И ИСПЫТАНИЙ СРЕДСТВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ И АВТОМАТИКИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

В.Л. Кузнецов, М.В. Гущин
Санкт-Петербургский государственный политехнический университет

В наше время развитие цифровых средств дает возможность наглядного изучения переходных процессов в электроэнергетических системах и исследования новых средств диагностики, защиты и управления энергетического оборудования в лабораторных условиях. Прогрессивное развитие методов, средств релейной защиты и автоматики (РЗА) достигается при модернизации структуры, конструктивного исполнения и улучшения метрологических характеристик вторичных преобразователей (датчиков) электрических сигналов тока и напряжения[1].

Целью работы является:

1. разработка микропроцессорного комплекса, который будет способен обеспечивать проведение полноценных исследований оборудования,
2. разработка и апробация конкретных алгоритмов и устройств РЗА,
3. организация учебного процесса, используя виртуальные лаборатории, в которых мощное энергетическое оборудование заменяется адекватными компьютерными моделями.

1. Описание микропроцессорного комплекса

Микропроцессорный комплекс для диагностики и испытаний должен проводить адекватные испытания средств РЗА, позволяющие судить о корректности реализации и динамических характеристиках средств РЗА. К данному комплексу предъявляются следующие требования:

- должен включать математическое описание всех элементов расчетной схемы, в том числе первичных и вторичных преобразователей электрических сигналов, которые контролируются средствами РЗА,
- должен выдавать весь набор контролируемых средствами РЗА параметров электрического режима (необходимых для их корректного и полноценного функционирования) в виде аналоговых сигналов, пропорциональных этим параметрам,
- должен обеспечивать обратную связь устройства РЗА с моделируемой частью ЭЭС,
- должен функционировать в реальном времени,
- должен предусматривать простую возможность расширения, а также совершенствование моделей элементов ЭЭС, т.е. алгоритмы компонентов комплекса должны быть максимально независимы друг от друга,

В качестве основного модуля микропроцессорного комплекса для диагностики и испытаний, было рассмотрено готовое решение фирмы National Instruments контроллер CompactRIO. NI CompactRIO – компактная и надежная промышленная система управления и сбора данных на основе технологии реконфигурируемого ввода-вывода ПЛИС[2]. Устройство программируется при помощи среды разработки приложений LabView. На рис.1 показана упрощенная структурно-

функциональная схема микропроцессорного комплекса для диагностики и испытаний. На данный момент комплекс функционирует, как стенд для испытаний моделей регуляторов возбуждения.

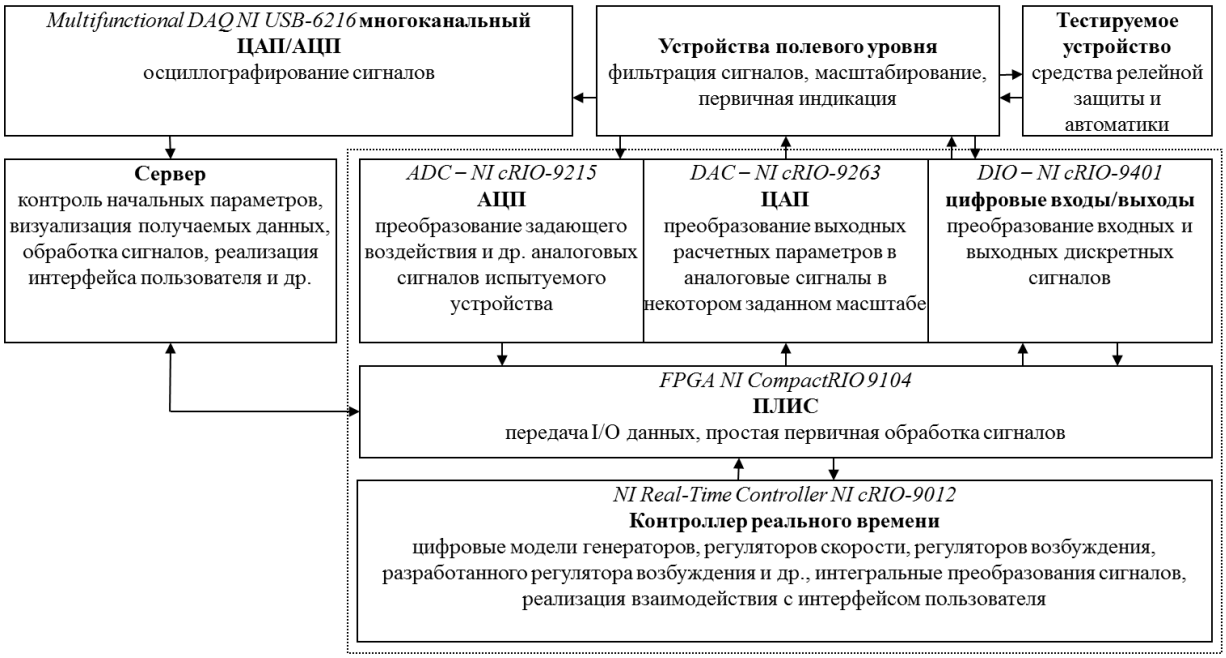


Рис. 1. Структурно-функциональная схема микропроцессорного комплекса

2. Разработка математической модели

Определение модели по А. А. Ляпунову: «Моделирование – это опосредованное практическое или теоретическое исследование объекта, при котором непосредственно изучается не сам интересующий нас объект, а некоторая вспомогательная искусственная или естественная система (модель):

1) модель, находящаяся в некотором объективном соответствии с познаваемым объектом;

2) модель, способная замещать его в определенных отношениях;

3) модель, дающая при её исследовании, в конечном счете, информацию о самом моделируемом объекте».

В теории моделирования основными являются проблемы: разработки универсальных подходов к построению моделей, точности симуляции движения их координат, оценки величин погрешностей, адекватности получаемых результатов, идентификации изучаемых систем, синтеза технических устройств и гипотез.

В качестве испытуемого объекта выбран имитатор системы возбуждения синхронных машин, основной задачей которого является поддержание напряжения на заданном уровне. Необходимость изучения систем возбуждения вызвана во многом тем, что отклонение напряжения в ту или иную сторону от номинального значения ухудшает условия работы потребителей: снижается производительность механизмов и КПД установок, сокращается срок службы электрооборудования, появляется брак выпускаемой продукции и прочее.

В качестве математической модели синхронного генератора используется уравнения синхронного генератора в собственных d, q осях (уравнения Парка-Горева).

С помощью уравнений Парка-Горева можно исследовать достаточно полно различные режимы работы отдельной синхронной машины, работающей на сеть бесконечной мощности. При реализации данной математической модели можно достаточно полно провести анализ испытуемого устройства и выявить отклонения в работе.

Организация учебного процесса, используя виртуальные лаборатории.

Виртуальная лаборатория, в данном контексте – это комплекс программ, позволяющий:

- выдавать управляющие воздействия на испытуемое устройство, посредствам ЦАП;

- собирать данные с АЦП и преобразовывать в нужную форму для представления;

- производить испытания как в ручном, так и автоматизированном режиме.

Использование микропроцессорного комплекса для диагностики и испытаний, позволит закрепить теоретические знания студентов на практических занятиях, что существенно увеличивает эффективность учебного процесса.

В качестве учебного процесса предлагается:

1 этап. Ознакомить студентов с программами испытания различных устройств.

2 этап. Привлечение студентов к научно-исследовательской работе на тему: «Модернизации и совершенствованию методик испытаний устройств».

3 этап. Произвести в ручном режиме испытание одного из устройств, например имитатор автоматического регулятора возбуждения синхронной машины.

В ходе проведения испытаний, учащимися будут закреплены знания по работе генераторов совместно с АРВ, что приводит к повышению качества образования выпускаемых специалистов.

Заключение

В результате выполнения работы создана математическая модель генератора, разработан план испытания автоматического регулятора возбуждения в ручном режиме, которые доступны для изучения студентам. Также разработаны программы для будущего моделирования, такие как генератор сигналов и виртуальные измерительные приборы. Но для каждой задачи испытания или исследования необходимо создавать специализированные пакеты программы, которые соответствовали бы поставленной задаче.

При разработке программного обеспечения были выполнены и отработаны различные базовые алгоритмы такие как организация обмена информацией по интерфейсу TCP/IP, передача информации на контроллер реального времени, о выдаваемых сигналах, и получение сигнала с него же.

В заключении следует отметить, что разработанная лабораторная установка, позволит отработать большой теоретический материал по регуляторам возбуждения, а в дальнейшем модернизировать алгоритмы работы устройств релейной защиты и автоматики.

Литература

1. Ванин В.К., Попов М.Г., Попов С.О. Повышение эффективности дифференциальных защит энергетического оборудования // Научно-технические ведомости СПбГПУ. – 2011. – № 3. – С. 50 – 55.
2. National Instruments Corporation. LabVIEW и CompactRIO: основы разработки приложений // National Instruments. – 2008. – 305 с.

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)

ОЦЕНКА ЭНЕРГИИ ДЕМПФИРОВАНИЯ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА ПРИ НИЗКОЧАСТОТНЫХ КОЛЕБАНИЯХ

А.С. Бердин[1], А.С. Герасимов[2], Ю.П. Захаров[1], П.Ю. Коваленко[1], А.Н. Мойсейченков[1]

[1] Уральский энергетический институт,
Уральский федеральный университет им. первого Президента России
Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург,
[2] ОАО «Научно-технический центр Единой энергетической системы»,
г. Санкт-Петербург

Низкочастотные колебания (НЧК) параметров электрического режима при электромеханических переходных процессах в энергосистемах обычно возникают в результате таких ситуаций, как:

- понижение или повышение частоты электрического тока из-за возникшего небаланса мощности генерации и потребления (нагрузки потребителей) в энергосистеме (энергорайоне);
- асинхронный режим работы отдельных частей энергосистем;
- разделение ЕЭС;
- перегрузка межсистемных и внутрисистемных транзитных связей;
- неправильная настройка системных регуляторов (АРВ, АРСВ).

Резонансные (собственные) частоты энергосистемы и частоты электростанций, входящих в энергообъединение, индивидуальны, но в каждой из них проявляются различные низкочастотные составляющие, соответствующие взаимному движению различных концентрированных частей или целых энергосистем друг относительно друга, а также собственные частоты генераторов станций [1].

Незначительные колебания синхронных генераторов (СГ) станций происходят практически всегда из-за непрерывно возникающих небалансов потребляемой и генерируемой мощностей, что выражается в малых изменениях частоты системы в энергорайонах. Эти колебания легко демпфируются и не вызывают опасений. Но при возникновении значительных небалансов мощности в энергосистемах могут возникать циклические изменения частоты с амплитудами более 0,05 Гц. В таких ситуациях крайне важным становится мониторинг эффективности демпферных свойств каждого генератора, которые в значительной степени определяются настройками применяемых системных регуляторов.

В качестве меры демпферных свойств генератора целесообразно принять величину энергии, затраченной генератором на противодействие скольжению ротора относительно частоты системы – синхронизирующей энергии на интервале времени переходного электромеханического процесса.

Оценка способности СГ сохранять синхронный режим при отклонении угла нагрузки синхронной машины θ от установившегося значения θ_0 на величину $\Delta\theta$ используют синхронизирующий момент $\partial M / \partial\theta$ и, соответственно, удельную синхронизирующую мощность $\partial P / \partial\theta$ [2].

Величина активной синхронизирующей энергии СГ в течение цикла НЧК определяется выражением:

$$W_{\text{сц}} = \int_{\text{нц}}^{\text{кц}} P_{\text{см}}(t)dt,$$

где $P_{\text{см}}(t)$ – синхронизирующая мощность в момент времени t.

Синхронизирующая энергия на интервале времени переходного электромеханического процесса определится как сумма $W_{\text{сц}}$ всех циклов колебаний.

Если пренебречь магнитными потерями и электрическими потерями в обмотке якоря которые в современных СГ малы, то величину электромагнитной мощности можно принять равной активной мощности генератора $P_{\text{эм}} = P_{\text{г}}$ [2] и при наличии прямых ее измерений и угла нагрузки генератора удельная синхронизирующая мощность $P_{\text{см}}(t)$ для любого момента времени определяется как:

$$P_{\text{см}}(t) = \partial P_{\text{эм}}(t)/\partial\theta(t). \quad (1)$$

При правильной настройке системных регуляторов $P_{\text{см}}$ всегда препятствует изменению частоты системы, прикладывая синхронизирующий момент, действуя на уменьшение скольжения $\Delta f_{\text{с}-\text{р}}$ ротора СГ.

Влияние АРВ СГ проявляется через изменение $P_{\text{эм}}(t)$ и может быть установлено по измерениям тока возбуждения $I_f(t)$, а также векторов напряжения $\bar{U}_{\text{г}}(t)$ и тока $\bar{I}_{\text{г}}(t)$ статора:

$$I_f(t) \rightarrow \bar{U}_{\text{г}}(t) * \bar{I}_{\text{г}}(t) \rightarrow P_{\text{эм}}(t)$$

.

Для определения значений удельного синхронизирующего момента и удельной синхронизирующей мощности, соответствующих режиму работы синхронной машины в момент времени t, необходимо значение угла нагрузки синхронной машины.

В данном докладе рассмотрены два способа определения угла нагрузки синхронной машины. В первом случае значение угла нагрузки синхронной машины θ может быть определено путем непосредственных синхронизированных измерений по (1). Во втором случае, при отсутствии измерений угла нагрузки синхронной машины его можно определить с применением уравнений, соответствующих векторной диаграмме синхронной машины [2]. В качестве приближения примем, что отклонения угла нагрузки синхронной машины относительно начального значения малы. Тогда можно считать, что $\sin(\Delta\theta) \cong \theta - \theta_0$. В этом случае допустимо при определении угла нагрузки использовать экспериментальные или проектные параметры СГ и определить его по следующей формуле:

$$\theta = \text{arctg}\left(\frac{X_q I_q - R I_d}{E_f - X_d I_d - R I_q}\right),$$

где θ – угол между вектором ЭДС E_f и вектором U; E_f – ЭДС возбуждения, индуцируемая в фазе обмотки якоря полем взаимоиндукции от МДС возбуждения; X_q, X_d – полное индуктивное сопротивление по поперечной оси и полное индуктивное сопротивление по продольной оси, соответственно; $I_q = I\cos(\beta)$, $I_d = I\sin(\beta)$ – поперечная и продольная составляющие вектора фазного тока обмотки якоря $\dot{I} = I_d + jI_q$;

R – активное сопротивление фазы обмотки якоря.

Оценка влияния допущений, принятых в способе 2, выполнена в среде *MATLAB* на модели двухрайонной системы, представленной в главе 12 «Power System Stability and Control» [3]. В качестве примера из работы были выведены *PSS* генераторов 1, 2, 4, в результате чего наблюдаются затухающие НЧК активной мощности генераторов амплитудой до 50 МВт и частотой 0,55 Гц. На Рис. 1 приведен график НЧК активной мощности $P_г$, зафиксированные на генераторе 3. На Рис. 2 приведена зависимость активной мощности $P_г$ генератора 3 от значений угла нагрузки генератора θ, полученных в результате измерения (способ 1) и расчета (способ 2). Результаты расчетов приведены в Табл. 1.

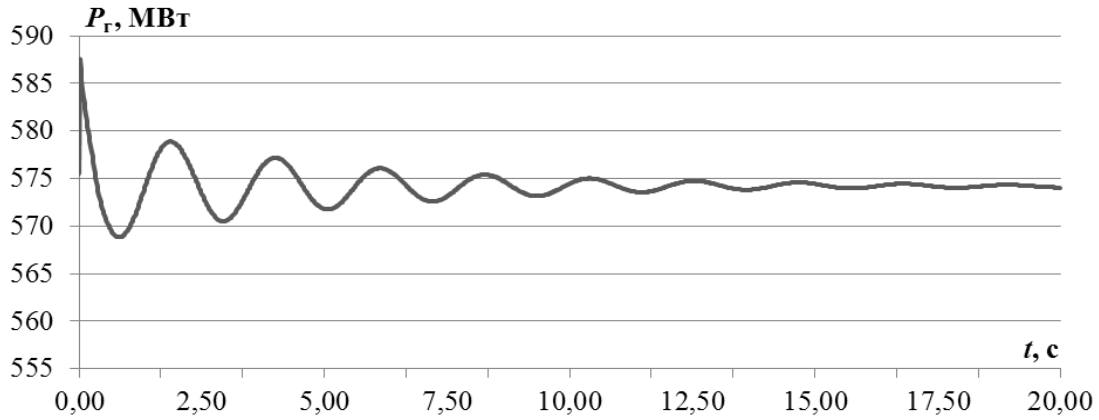


Рис. 1. Колебания активной мощности генератора 3

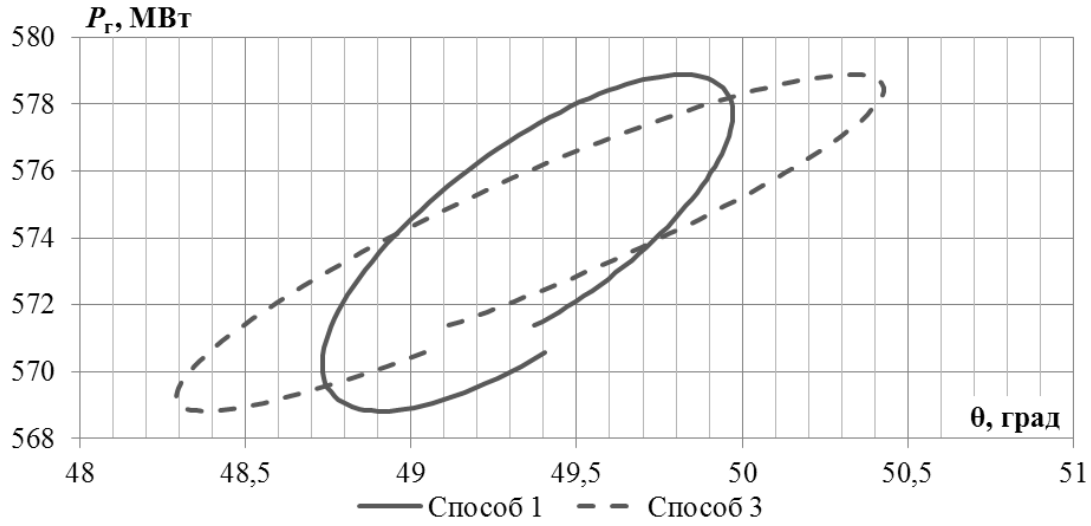


Рис. 2. Зависимость активной мощности генератора 3 от угла нагрузки генератора

Таблица 1

Результаты анализа НЧК активной мощности генератора 3

	$P_г^{ср}$, МВт	$P_г^{мин}$, МВт	$P_г^{макс}$, МВт	$\theta^{ср}$, град	$\theta^{мин}$, град	$\theta^{макс}$, град	$P_{синхуд}^{ср}$, МВт/град	$P_{синхуд}^{мин}$, МВт/град	$P_{синхуд}^{макс}$, МВт/град
Способ 1	574,07	568,82	578,88	49,38	48,73	49,97	8,06	-30,13	38,90
Способ 2				49,39	48,29	50,43	5,42	-25,87	38,07

Из табл. 1 видно, что допущения, принятые в способе 2, для модели приводят к увеличению амплитуды колебаний угла нагрузки генератора и снижению удельной синхронизирующей мощности. В тоже время характер процесса при этом сохраняется, что позволяет выполнить только оценочный анализ.

Заключение

В данном докладе приведены способы оценки участия синхронного генератора в демпфировании низкочастотных колебаний с помощью определения синхронизирущей мощности генератора.

Принимая электромагнитную мощность равной активной мощности генератора и при наличии прямых измерений активной мощности и угла нагрузки генератора можно определить величину удельной синхронизирующей мощности для любого момента времени.

Для корректной оценки фактической погрешности, вносимой за счет принятых при формировании модели СГ допущений при отсутствии измерения угла нагрузки генератора, необходимо выполнить экспериментальные исследования на реальных генераторах и адекватной им физической модели.

По величине и траектории изменения удельной синхронизирующей мощности на циклах НЧК можно выполнять оценку качества работы системных регуляторов.

Литература

1. Аюев Б.И. Методы и модели эффективного управления режимами Единой электроэнергетической системы России. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. – Екатеринбург, 2008.
2. Иванов-Смоленский А.В. Электрические машины: учеб. для студентов вузов, обучающихся по направлению подгот. дипломиров. специалистов "Электротехника, электромеханика и электротехнологии": в 2 т. / А.В. Иванов-Смоленский. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2004.
3. P.S. Kundur. «Power System Stability and Control»: McGraw-Hill Professional , 1994. – 1176.

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)

О ВОЗМОЖНОСТЯХ МАЛОЙ ГИДРОЭНЕРГЕТИКИ ЛАТВИИ И АЛГОРИТМАХ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЕЕ СТАНЦИЯМИ

Р.В. Варфоломеева[1], А.Е. Махнитко[1], Я.Х. Герхард[1], О.А. Линкевич[2]

[1]Рижский технический университет, [2]АО Латвэнерго

Введение. Вода рек и озер является одним из самых традиционных возобновляемых источников энергии в Латвии. С древних времен водные ресурсы ис-

пользовались для работы мельниц. В дальнейшем механическую энергию воды (как одного из встречающихся в природе видов энергии воды) на гидроэлектростанциях начали преобразовывать в электрическую энергию. Благодаря каскаду гидроэлектростанций на реке Даугава Латвия занимает второе место (после Австрии) среди стран ЕС по производству «зеленой энергии». Нынешняя политика ЕС в области энергетики предусматривает увеличение доли возобновляемых источников энергии для производства электроэнергии о общем объеме используемых энергоресурсов. В соответствии с Директивой 2009/28/ЕС Европейского парламента и Совета от 23 апреля 2009 года, о содействии в производстве электроэнергии из возобновляемых источников энергии, Латвия получила задачу – к 2020 году увеличить удельный вес возобновляемых энергоресурсов, в общем объеме всех ресурсов, до 40 %.

Проблема использования гидроресурсов в Латвии всегда представляла актуальность независимо от характера экономической системы страны. Согласно данным [1] теоретический (максимально возможный объем использования энергетического ресурса) и технический (часть теоретического потенциала, которая может практически быть использована при существующем уровне развития науки и техники) потенциалы малой гидроэнергетики региона Прибалтики составляют соответственно 6.1 и 2.4 млрд. кВт·ч. По мере совершенствования оборудования и освоения новых технологий технический потенциал будет постоянно увеличиваться..

В Латвии имеется более чем 200 средних и малых рек на которых имеется более 500 мест, пригодных для строительства МГЭС [2-4]. В настоящее же время в Латвии работают 144 МГЭС. МГЭС имеют возможность продавать производимую ими электроэнергию по цене превышающей среднезакупочную цену. Так, например, в 2011 г. эта цена превышала среднезакупочную цену в 3.7 раза.

В настоящее время, по данным [4], МГЭС обеспечивают 1,1% производства электроэнергии в Латвии. При совершенствовании технологии выработки электроэнергии МГЭС эта величина может быть увеличена на 10 - 20 %, хотя потенциал гидроэнергии малых и средних рек Латвии, по меньшей мере, в 4 раза больше.

Общая информация о МГЭС. Общее выражение величины мощности $P_{МГЭС}$, вырабатываемой ГЭС определяется формулой

$$P_{МГЭС} = 9{,}81 \cdot \eta \cdot Q \cdot H\text{, (кВт)} \qquad (1)$$

где Q – расход воды за единицу времени, м^3; H – напор воды (разность уровней верхнего h_1 и нижнего h_2 бъефов, м; η – коэффициент полезного действия ГЭС в относительных единицах.

Эффективность работы МГЭС в условиях рыночных отношений определяется величиной прибыли, получаемой ГЭС в течение расчетного периода. Алгоритм выбран на основании сопоставлении результатов оптимизационных расчетов с использованием таких методов математического программирования как динамическое программирование (ДП) и обобщенного приведенного градиента (ОПГ). При определении алгоритма системы управления режимом МГЭС был использован известный алгоритм определения диспетчерского графика сработки (и наполнения) водохранилища крупной ГЭС при параллельной работе с тепловыми электрическими станциями в энергосистеме с использованием метода ДП [6], а также алгоритм метода ОПГ решения задач нелинейного программирования с нелинейными функциями (ограничениями) [7].

Для МГЭС, работающей на естественном притоке воды изменение уровня воды должно быть ограничено пределами $H_{\text{мин}}$ снизу и $H_{\text{макс}}$ сверху.

Получения максимального дохода МГЭС. Математически задача достижения максимального дохода МГЭС при известных притоке воды и прогнозе цены на электроэнергию в условиях рыночных отношений может быть сформулирована как максимизация функции

$$I(P_1, P_2, ..., P_J) = \sum_{j=1}^{J} I_j(c_j, P_j) \to \max, \tag{2}$$

при соблюдении условия ограничения уровня воды и баланса по сработке воды в течение периода регулирования при заданном объеме притока воды

$$\sum_{j=1}^{J} Q_j \cdot \Delta t_j = W_J, \tag{3}$$

где $I_j(c_j, P_j)$ – доход от продажи электроэнергии, прозведенной МГЭС за интервал времени Δt_j по известной рыночной цене c_j, *€/kWh*; T – длительность периода управления режима малой ГЭС (в данном случае T = 24 часа); Q_j – расход воды через створ ГЭС в единицу времени (интервал времени Δt_j = 1 час); W_J – заданный приток воды за период регулирования (сутки) .

Выработка электроэнергии ГЭС в течение *j*-го интервала Δt_j определяется как $P_j \cdot \Delta t_j$. При известной бытовой приточности (естественных расходов реки) Q_{flow}, расход воды ГЭС в каждом интервале периода регулирования определяется в зависимости от изменения напора ΔH в заранее определенных пределах и известного зеркала поверхности реки.

Апробация алгоритма системы управления МГЭС. Выбор алгоритма системы управления режимом МГЭС проилюстрируем на примере оптимизации режима конкретной МГЭС на реке Берзес в Латвии. Исходные данные следующие [4,8,9]: установленная мощность МГЭС равна 300 кВт; к.п.д. равен 0,85 отн. ед.; максимальный уровень воды перед плотиной – 8.2 м; минимально допустимый уровень бассейна МГЭС – 7,9 м (в соответствии с нормативными актами по защите окружающей среды Латвии); среднегодовой приток воды в реке – 2,4 м^3 /с; поверхность бассейна реки 274000 м^2.

На рис. 1 и 3 приведены траектории изменения напора воды при реализации метода ДП для шагов 0,025 м и 0,01 м его изменения. На рис. 2 и 4 соответственно иллюстрируются результаты реализации алгоритма метода ДП для управления работой МГЭС в зависимости от изменения напора в конце каждого часа суток. Доход МГЭС от оптимизации методом ДП с выбранным шагом 0,025м составил 192,23 €, а при выборе шага 0,01м доход составляет 196.86 €.

На рис. 5 и 6 соответственно приведены результаты оптимизации режима рассматриваемой МГЭС и работы системы управления этим режимом с использованием метода ОПГ. Доход МГЭС при этом составляет 200,18 €, что больше, чем при реализации алгоритма управления режимом МГЭС методом ДП. При этом принципиальное значение имеет факт, что метод ОПГ более точно определяет алгоритм системы управления работой МГЭС. При ограниченности притока воды в реке

метод ОПГ однозначно определяет время, когда МГЭС работает или не работает. Результаты же метода ДП, зависящие от шага изменения напора воды, как следует из результатов расчета, не показывают интервала времени, когда уровень воды в реке поднимается и МГЭС не должна работать.

Расчет мощности МГЭС и расхода воды в каждом интервале должен производиться с учетом зависимости расхода воды от конкретной величины изменения напора воды, а не каких-либо усредненных величин напора.

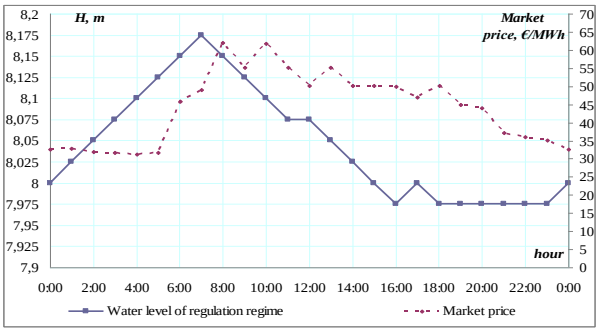


Рис. 1. Изменение напора с шагом 0,025м

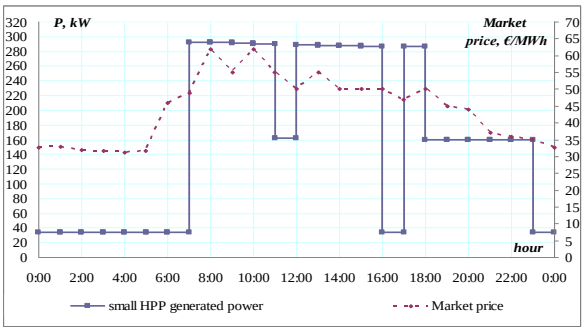


Рис. 2. Нагрузка станции при шаге изменения напора 0,025м

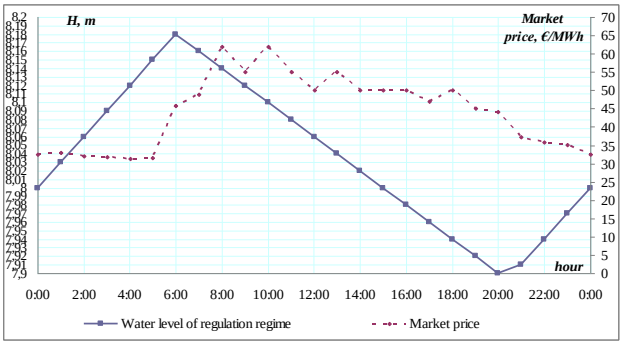


Рис. 3. Изменение напора с шагом 0,01м

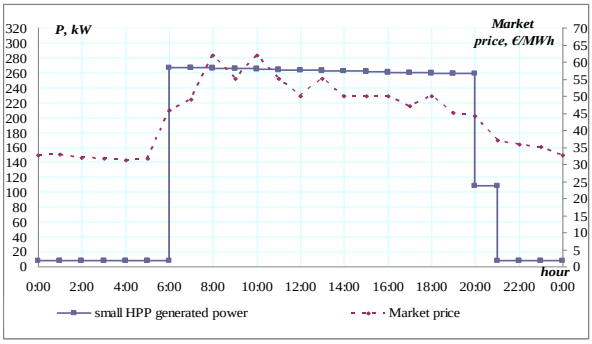


Рис. 4. Нагрузка станции при шаге изменения напора 0,01м

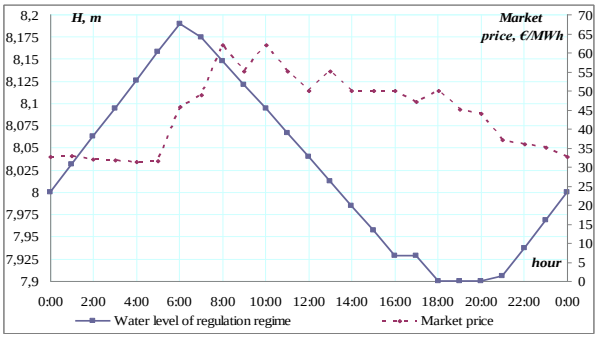


Рис. 5. График изменения напора по методу ОПГ

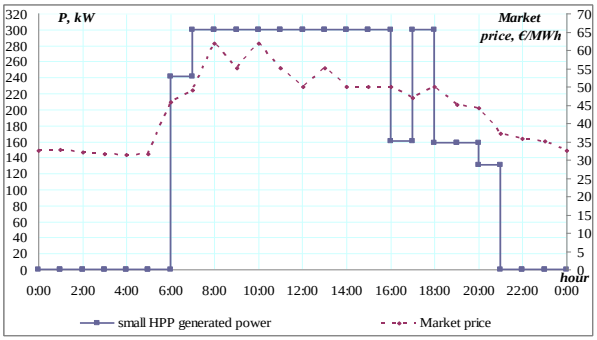


Рис. 6. График нагрузки станции по методу ОПГ

В этом плане у авторов данной статьи имеются серьезные сомнения в адекватности расчета мощности МГЭС в каждом интервале времени периода регулирования по формуле из [10]

$$P_{МГЭС\,j} = 9{,}81 \cdot \eta_{HA} \cdot Q_j \cdot \left(H_i + H_{i+1}\right)/2, \qquad (4)$$

где H_i и H_{i+1} соответственно уровни воды в начале и в конце часа *i*. Нетрудно видеть, что эта формула справедлива только для случая, когда в конце предпоследнего интервала напор в определяемом оптимальном графике работы ГЭС, был равен начальному напору H_o. Результаты сравнения траекторий изменения напора на МГЭС рассмотренными методами однозначно свидетельствует о том, что оптимальная траектория не соответствует этому случаю. Следовательно, применение формулы (4) предопределяет ошибочный конечный результат оптимизации.

Выводы.

1. В силу своего географического положения на территории Латвии находится более 200 малых и средних рек, гидроресурсы которых обладают значительным потенциалом для производства электроэнергии. По мере совершенствования и освоения новых технологий производства электроэнергии использование этих гидроресурсов даст возможность энергетике Латвии повысить энергобеспеченность народного хозяйства и увеличить уровень энергетической независимости страны.

2. Интеллектуальной основой системы управления работой МГЭС должен являться соответствующий комплекс алгоритмов и программ, реалилизованных в разных устройствах управления (контроллерах и датчиках). При участии МГЭС в рынке электроэнергии использование соответствующих устройств управления режимом МГЭС, при ограниченности притока воды позволит достичь такой выработки электроэнергии, когда продажа ее, по существующей на тот момент времени рыночной цене, обеспечивает станции максимальный доход.

3. Особенности конкретных методов математического программирования позволяют выбрать наиболее адекватный алгоритм управления работой МГЭС для рассматриваемого периода (суток) работы станции.

Литература

1. Михайлов Л.П., Фельдман Б.Н., Марканова Т.К. и др. Малая гидроэнергетика. – М.: Энерогатомиздат, 1989. – 184 с.
2. Balodis J. Small-scale hydropower plants. – Riga, Latvian State Publishing House, 1951. – 156 p.
3. Magelis L. Small HPP construction possibility in Latvia. –Riga , Author Publishing, 1994. – 68 p. (on Latvian)
4. Small-scale hydroenergy in Latvia 2012. Second edition – Riga, Publisher: Ltd. Haidenfelde, Small Hydropower Association (MHEA). – 106 p. (on Latvian)
5. Осипов Б.В. Альтернативы строительству Даугавпилсской ГЭС. – Рига, "Зинатне", 1988. – 30 с.
6. Гамм А.З. Методы расчета нормальных режимов электроэнергетических систем на ЭВМ. – Иркутск: Иркут. политехн. ин-т,1972. – 186 с.
7. Зайченко Ю.П. Исследование операций. – Киев: Вища шк., 2000. – 687 с.
8. Nord Pool Spot home page: http://www.nordpoolspot.com/Market-data1/Elspot/Area-Prices/ALL1/Hourly/
9. Small Hydropower Association home page: http://www.mhea.lv/component/content/article/62/73-brzes-dzirnavu-hes.html/ (on Latvian)
10. Mutule A. and others. Small hydropower engineering and opened electricity market // Enerģija un pasaule, Nr. 1(72), 2012. – Pp. 74-76, Riga. (on Latvian).

УДК 621.316

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЙ МЕТОД КОНТАКТНОГО СОЕДИНЕНИЯ ОШИНОВОК

Р.Н. Асадуллин, А.А. Казанцев, И.А. Косорлуков
Самарский государственный технический университет

В контактных соединениях, при ошиновке электролизеров, происходят значительные потери электроэнергии. В промышленности широко применяется контактное соединение ошиновки электролизеров, в котором токопроводы устанавливаются внахлест и стягиваются крепежными болтами. При этом контактирующие поверхности соприкасаются максимум в трех контактных точках, и площадь соприкосновения зависит от давления при затягивании болтов. В процессе эксплуатации на контактирующих поверхностях образуется окисная пленка, которая в значительной мере увеличивает контактное сопротивление, в результате которого увеличиваются потери электроэнергии [1].

Известными решениями этой проблемы может являться, в частности, устройство по А.С. №1681587 [2], в котором при болтовом соединении шин на один из торцов ошиновки накладывается сварной шов, однако, недостатком этого соединения будет являться сварка тяжелой ошиновки из цветных металлов, медь-медь, алюминий-алюминий, алюминий-медь, сталь-медь. Кроме того, это соединение не может быть использовано при ошиновке электролизеров, в которых в качестве анода используется графит и отсутствует возможность очистки контактирующих поверхностей от окисных пленок без демонтажа соединения.

Разработанное авторами контактное соединение позволит снизить потери электрической энергии за счет уменьшения переходного сопротивления в контактных соединениях, которое достигается использованием дополнительного токопровода без демонтажа контактного соединения и без нарушения технологического процесса, то есть при протекании тока нагрузки, а также увеличением площади соприкосновения контактирующих пар при болтовом соединении без применения сварки.

Технический результат достигается тем, что пакет шин устанавливают внахлест с чередованием полярности и затем скрепляют между собой при помощи болтов. Для снижения потерь электрической энергии крепежные отверстия используют для установки устройств обеспечивающих дополнительные токопроводы.

Общий вид контактного соединения изображен на рис.1.

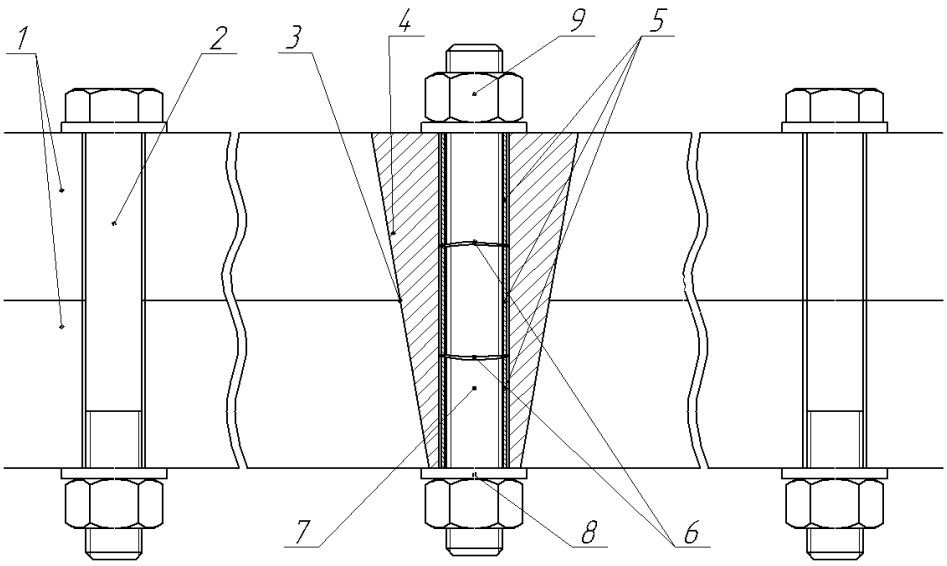


Рис. 1. Общий вид контактного соединения

Шины 1 разных полярностей установлены внахлест с чередованием полярности и скреплены между собой с помощью болтов 2. Причем диаметр отверстий в шинах D_1 и диаметр крепежных болтов D_2 находятся в соотношении $D_2 \approx 0{,}8D_1$. Шины и болты выполнены из одного и того же проводящего материала. Крепежные болты снабжены металлическими 3, 4 и герметизирующими шайбами 5. Объем между боковыми поверхностями крепежного отверстия и болтом заполнено проводящим материалом, таким же что и шины в виде порошка. При стягивании шин шайбы уплотняют проводящий порошок, который обеспечивает дополнительный токопровод в контактном соединении.

Дополнительно, для уменьшения переходного сопротивления в контактных соединениях можно наносить на контактирующие поверхности шин пластичный материал, использующий в качестве наполнителя электропроводный материал на базе эвтектического сплава галлий-индий-олово, содержащий галлия не менее 70% и перемешанный с порошком железным распыленным. [3]

При использовании предполагаемого изобретения в катодной ошиновке ртутных электролизеров с контактными парами сталь-медь снижение потерь электрической энергии:

$$\Delta A = (P_д - P_n)t, \text{ [Дж]}$$

где $P_д t$ – потери электрической энергии до использования дополнительного токопровода в контактном соединении, $P_n t$ – потери электрической энергии после использования дополнительного токопровода в контактном соединении, t – расчетное время.

Проведены стендовые испытания модуля контактного соединения электролизера с током нагрузки 1_H = 5000 А.

Падение напряжения на контактном соединении до использования дополнительного токопровода составило 42·10-3 В, что соответствует переходному сопротивлению $R_д$ =8,4·10-6 Ом.

После разрушения окисной пленки в контактном соединении падение напряжения составило 34·10-3 В, что соответствует переходному сопротивлению $R_д$ = 6,8·10-6 Ом.

Экономия электрической энергии в сутки при работе ртутного электролизера током нагрузки 400·103 А и токоподводом из n = 80 модулей при использовании предлагаемого контактного соединения составляет $\Delta Q = I^2_H(R_д–R_n)\cdot n\cdot t$=206.4 КВт·час.

Стендовые испытания показали, что при использовании предлагаемого изобретения в магистральном шинопроводе из алюминия в электролизном цехе получения хлора снижение потерь электрической энергии в одном контактном соединении составляет 15-20%

Литература

1. Воронин А.А., Кулаков П.А., Новиков О.Я., Приходченко В.И. Пластичный электропроводный материал // Электрические контакты. Материалы международной конф. – С.-Пб., 1996. – С.45-46.
2. Ограничитель тока: пат. 1681587 Рос. Федерация. № 4642950/02; заявл. 30.01.1989; опубл. 20.10.1995, бюл. № 14. – 6 с.

УДК 621.311.1.003

МОНИТОРИНГ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕРРИТОРИАЛЬНЫХ СЕТЕВЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

В.Ю. Вуколов, Б.В. Папков
Нижегородский государственный технический университет им. Р.Е. Алексеева (НГТУ)

Одним из основных приоритетов внутренней политики России является повышение энергетической эффективности транспорта электроэнергии. С целью создания правовой базы энергосбережения был принят и вступил в силу Федеральный Закон «Об энергосбережении» № 261.

Для достижения запланированных результатов все территориальные сетевые организации (ТСО) разрабатывают программы мероприятий по снижению потерь (МСП), эффективность реализации которых определяет общий уровень потерь в сети. При разработке таких программ для каждого запланированного к внедрению мероприятия на этапе расчета определяется плановый эффект, а по итогам реализации мероприятия рассчитывается фактический.

Непрерывный мониторинг хода реализации МСП в ТСО и последующий анализ полученных результатов позволяет обеспечить: комплексную оценку эффективности реализации мероприятий; снижение расхода электроэнергии на собственные и (или) хозяйственные нужды; выработку рекомендаций для корректировки направлений развития деятельности ТСО по энергосбережению.

Для повышения эффективности передачи электроэнергии предлагается система мониторинга энергоэффективности, включающая пять этапов: сбор и консолидация информации; анализ ее достоверности; расчет планового и фактического эффекта от реализации МСП; анализ эффективности реализации МСП; расчет численного показателя энергоэффективности для всех подразделений ТСО.

На первом этапе организуются сбор и подготовка исходной информации, необходимой для расчета фактического и планового эффекта от внедрения МСП.

Представление исходной информации для расчета необходимо формировать в виде таблиц для каждого мероприятия в отдельности. Ежемесячно собирается информация о потреблении электроэнергии по точкам учета, а также об изменениях в составе оборудования в границах сетей ТСО. Ежегодно подготавливается информация о результатах расчета потерь электроэнергии и об объемах реализации МСП в целом по сетям ТСО.

На втором этапе проводится анализ достоверности полученной исходной информации путем сравнения объемов потребления электроэнергии по точкам учета с предыдущим аналогичным периодом; исследования динамики потерь электроэнергии по уровням напряжения и информации об изменении состава и характеристик режимов работы оборудования.

На третьем этапе рассчитывается плановый эффект для намеченных мероприятий и фактический эффект для МСП, внедренных по итогам предыдущего периода. Составляются итоговые таблицы МСП и эффектов от их реализации для каждого структурного подразделения ТСО.

На четвертом этапе проводится сравнение фактического эффекта с плановым по всем МСП, реализованным ТСО в базовом периоде. По результатам предыдущего этапа подразделения ТСО ранжируются по эффективности реализации МСП и на основе анализа работы наиболее успешных из них формируются предложения по улучшению работы в отстающих.

На пятом этапе рассчитывается численное значение показателя энергетической эффективности для всех подразделений ТСО. Его внедрение и расчет необходимы, поскольку в настоящее время решением региональной службы по тарифам Нижегородской области определен перечень конкретных показателей энергоэффективности, однако в нем отсутствует показатель, отвечающий определению понятия «Энергоэффективность» в соответствии с ФЗ № 261

Первые три этапа [1] являются подготовительными для реализации четвертого и пятого, по итогам которых производится расчет конкретных показателей энергоэффективности и принимаются окончательные управленческие решения.

Расчет фактического эффекта от внедрения МСП, легитимный для сравнения с определенным ранее плановым эффектом, необходимо производить на календарный год, следующий за датой внедрения мероприятия. В случае если МСП внедрено в течение неполного календарного года, на который был рассчитан плановый эффект, целесообразно произвести оценочный расчет фактического эффекта от его внедрения с приведением к годовому интервалу.

Оценка фактического эффекта от реализации мероприятия по снижению условно-постоянных потерь на годовом интервале ($Э_{\text{у-п год}}$) производится пропорционально времени работы оборудования:

$$Э_{\text{у-п год}} = Э_{\text{у-п уд}} \cdot T_{\text{год}} \qquad (1)$$

где $Э_{\text{у-п уд}} = \frac{\Delta W}{T_{\text{расч}}}$ – удельное снижение условно-постоянных потерь за день расчетного периода ($T_{\text{расч}}$), для которого рассчитан фактический эффект (ΔW), тыс. кВт·ч; $T_{\text{год}}$ – число дней в году, в течение которых реализуется мероприятие, дн.

Определение оценки фактического эффекта от реализации мероприятия по снижению нагрузочных потерь по аналогичному алгоритму некорректно ввиду больших погрешностей, поэтому необходима разработка принципиально иного подхода:

1) Определяется эффект $Э_T$ за период времени T дней, прошедший с момента внедрения мероприятия до конца года, для которого рассчитан плановый эффект.

2) Эффект $Э_T$ разбивается на эффект зимнего периода $Э_{T\text{зима}}$ и эффект летнего периода $Э_{T\text{лето}}$. В целом в календарном году пять зимних и семь летних месяцев.

3) Рассчитывается суммарный эффект зимнего и летнего периода на годовом интервале:

$$Э_{\text{зима за год}} = Э_{T\text{зима}} \cdot \left(\frac{W_{\text{отп.зима год}}}{W_{\text{отп.зима}T}} \right)^2 \cdot \left(\frac{T_{\text{зима}}}{T_{\text{зима год}}} \right) \quad (2)$$

$$Э_{\text{лето за год}} = Э_{T\text{лето}} \cdot \left(\frac{W_{\text{отп.лето год}}}{W_{\text{отп.лето}T}} \right)^2 \cdot \left(\frac{T_{\text{лето}}}{T_{\text{лето год}}} \right) \quad (3)$$

где $W_{\text{отп.зима год}}$, $W_{\text{отп.лето год}}$ – отпуск электроэнергии в сеть за зимние и летние дни календарного года, тыс. кВт·ч; $W_{\text{отп.зима}T}$ $W_{\text{отп.лето}T}$ – отпуск электроэнергии в сеть за зимние и летние дни периода *T*, тыс. кВт·ч. $T_{\text{зима}}$, $T_{\text{лето}}$ – число зимних и летних дней за период *T*, дн; $T_{\text{зима год}}$, $T_{\text{лето год}}$ – число зимних и летних дней в году;

4) Определяется суммарный эффект на годовом интервале $Э_{\text{н год}}$:

$$Э_{\text{н год}} = Э_{\text{зима за год}} + Э_{\text{лето за год}} \quad (4)$$

Рассмотрим пример оценки эффекта от оптимизации мест размыкания распределительной электрической сети 35 кВ [2] района электрических сетей с целью снижения нагрузочных потерь. Плановый эффект, рассчитанный на календарный 2012 год, составляет 181 тыс. кВт·ч. МСП реализовано полностью в конце июня, поэтому фактический эффект определен только за второе полугодие 2012 г. и равен 78 тыс. кВт·ч. Пропорциональное увеличение фактического эффекта на годовом интервале позволяет получить величину 156 тыс. кВт·ч., что меньше планового на 25 тыс. кВт·ч. Расчет по разработанному алгоритму (формулы 2-4) дает результат $Э_{\text{н год}}$=183 тыс. кВт·ч, что позволяет более точно установить эффективность МСП.

Полученные эффекты $Э_{\text{у-п год}}$ и $Э_{\text{н год}}$ являются оценкой эффекта от соответствующих МСП за календарный год, для которого был производен расчет планового эффекта. В случае если оценка фактического эффекта значительно ниже расчетного планового, необходим детальный анализ внедрения МСП как по объемам внедрения, так и по конкретному электрооборудованию.

Применительно к основной производственной деятельности ТСО в качестве характеристик, отражающих используемые в определении энергоэффективности

понятия, рассмотрены элементы укрупненного баланса электроэнергии: $W_{\text{ос}}$ – отпуск электроэнергии в сеть ТСО; $W_{\text{по}}$ – полезный отпуск электроэнергии потребителям и в смежные электросети; $\Delta W_{\text{факт}}$ – фактические (отчетные) потери электроэнергии; $W_{\text{хоз}}$ – расход электроэнергии на хозяйственные нужды ТСО.

Показатель энергоэффективности определяется выражением:

$$ЭЭ = \frac{W_{\text{по}}}{\Delta W_{\text{факт}} + \Delta W_{\text{хоз}}} = \frac{W_{\text{ос}} - \Delta W_{\text{факт}}}{\Delta W_{\text{факт}} + \Delta W_{\text{хоз}}} = \frac{W_{\text{ос}} - (\Delta W_{\text{техн}} + \Delta W_{\text{ком}})}{(\Delta W_{\text{техн}} + \Delta W_{\text{ком}}) + \Delta W_{\text{хоз}}} \qquad (5)$$

где $\Delta W_{\text{техн}}$ – технологические потери электроэнергии; $\Delta W_{\text{ком}}$ – коммерческие потери электроэнергии.

В настоящее время в качестве официального критерия эффективности регулируемой деятельности ТСО по транспорту электроэнергии выступает норматив технологических потерь (НТПЭ). Предлагаемый показатель энергоэффективности более информативен по сравнению с НТПЭ, поскольку учитывает и расход электроэнергии на хозяйственные нужды $W_{\text{хоз}}$. Он более чувствителен к реализации мероприятий по повышению энергоэффективности основной деятельности ТСО (снижение технологических и "коммерческих" потерь) по сравнению с реализацией мероприятий по сокращению собственного электропотребления. Этот показатель отражает фактор загрузки суще ствующего оборудования, которая определяется, главным образом, внешними факторами – спросом на электроэнергию. По результатам расчета в 2012 г. для 8 подразделений «АО-Энерго» показатель энергетической эффективности находится в пределах 3,73 – 7,87, т.е. на фактические потери электроэнергии и на расход на хозяйственные и коммунально-бытовые нужды тратится 1 кВт·ч на каждые 3,73 – 7,87 кВт·ч полезной переданной электроэнергии (11 – 21 %). В качестве положительного примера должен использоваться опыт наиболее успешных подразделений, имеющих самые высокие численные значения показателя энергоэффективности.

Вывод.

Определены основные задачи и функции системы мониторинга энергоэффективности, целью которой является своевременное обеспечение органов управления ТСО объективной информацией о ходе реализации МСП и достигнутых количественных и качественных показателях, предусмотренных программами энергосбережения.

Литература

1. Вуколов В.Ю. Организация системы мониторинга уровня энергетической эффективности // Материалы региональной научно-технической конференции студентов и аспирантов. – ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина». – 2012. – Т.3. – С. 72-76.
2. Вуколов, В.Ю., Папков Б.В Повышение надежности и эффективности функционирования сетей 6 – 35 кВ // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2011. – Вып.62. – С. 38-47.

УДК [627.8] + [621.224.8]

ОБОСНОВАНИЕ УСЛОВИЙ УСТАНОВКИ МОБИЛЬНОЙ МИКРОГЭС РУКАВНОГО ТИПА

М.А. Годин
Научно-производственное предприятие «Донские технологии», г. Новочеркасск

Энергетический потенциал малых рек России по разным источникам оценивается от 380 млрд. кВт·ч до 500 млрд. к Вт·ч.

Существующие конструкции микроГЭС подразделяются на наплавные и погружные, не создающие подпора и эффективно работающие при скорости водного потока более 1 м/с, а также плотинные и деривационные минимальный напор на которых принимается обычно не менее 6 метров, что ограничивает их применение на равнинных и предгорных реках [1].

При участии автора разработана конструкция мобильного гидроэнергетического сооружения рукавного типа для малых водотоков на основе низконапорной мембранно-вантовой плотины из композитных материалов и гидроагрегата (рис. 1) [2].

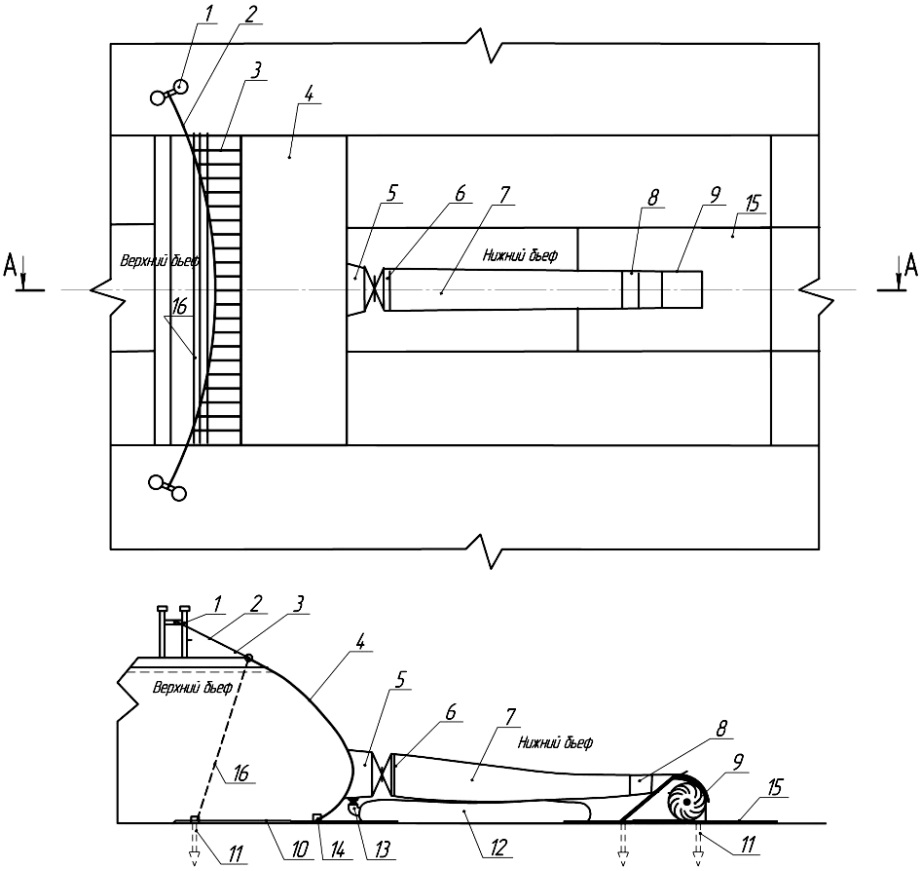


Рис. 1. МикроГЭС рукавного типа:
а – план; б – разрез А-А

1 – береговые анкера; 2 – ванты – оттяжки; 3 – ванта – подбор; 4 – водоподпорная оболочка; 5 – гибкое соединение; 6 – задвижка и байонетное соединение; 7 – гибкий рукав; 8 – жёсткое соединение; 9 – гидроагрегат; 10 – рисберма; 11 – русловые анкера; 12 – грунтонаполняемое основание; 13 – соединительный шланг; 14 – узел крепления водоподпорной оболочки к гибкому понуру; 15 – рисберма; 16 – защитная сетка

Данная конструкция обеспечивает подпор в водотоке от 1 до 4,0 м и перекрывает пролет до 50 м.

С целью снижения негативного влияния на окружающую среду, предотвращения затопления больших территорий, что возможно при строительстве крупных ГЭС, необходимо более широко использовать малые и микро ГЭС [3].

При проектировании микроГЭС необходимо учитывать особенности места установки и предусматривать полное (рис. 3) или частичное регулирование речного стока (рис. 2).

При частичном регулировании эффективность выработки электроэнергии существенно снижается вследствие того, что утилизируется лишь часть энергии речного стока. Однако такую схему необходимо применять в местах, где полное регулирование невозможно из-за больших расходов, скоростей, наносов, либо запрещено природоохранными организациями, кроме того данная схема позволяет беспрепятственный пропуск рыбы, что ведёт к уменьшению капитальных затрат на рыбозащитные конструкции.

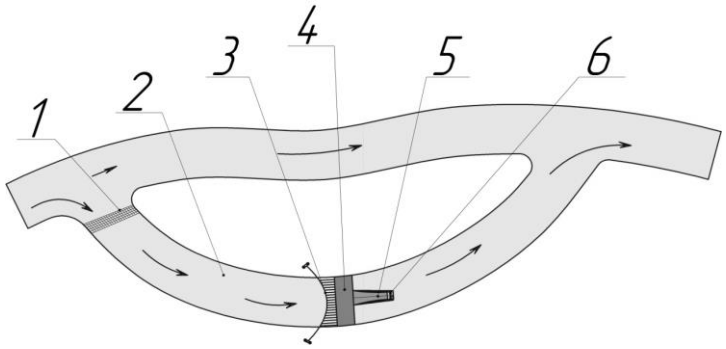


Рис. 2. Схема установки микроГЭС с частичным регулированием:
1 – рыбозащитная сетка; 2 – отводной канал; 3 – вантовая система; 4 – оболочка; 5 – рукав; 6 – гидроагрегат

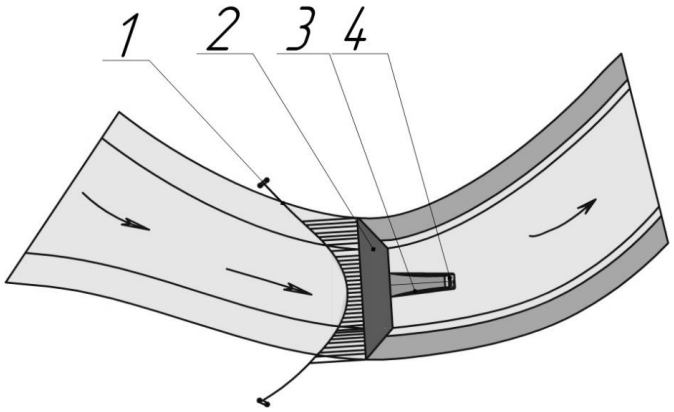


Рис. 3. Схема установки микроГЭС с полным регулированием:
1 – вантовая система; 2 – оболочка; 3 – рукав; 4 – гидроагрегат

Полное регулирование стока позволяет производить аккумулирование за счёт создаваемого водохранилища, а также эффективно использовать энергию потока (рис. 3). Кроме того схема с полным регулированием может приниматься на

участках водотока, где частично разрушена плотина, например для энергоснабжения при чрезвычайных ситуациях (рис. 4).

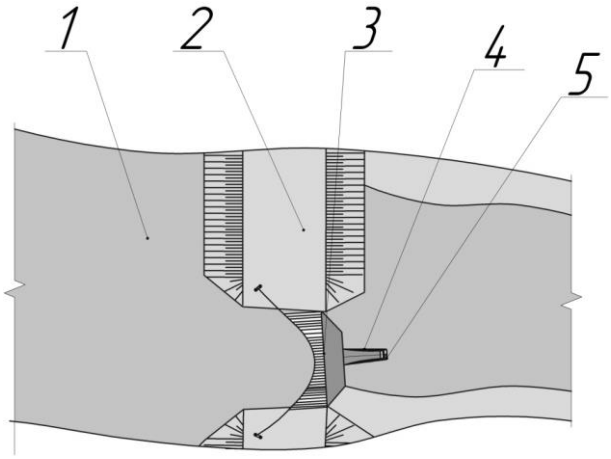


Рис. 4. Схема установки микро ГЭС при частичном разрушение плотины

Для аккумулирования речного стока, а также рекуперации электроэнергии целесообразно принимать плотинно-деривационную схему (рис. 5), при этом в качестве гидроагрегата можно применять пропеллерную турбину, которая обеспечивает два режима работы, в качестве турбины при покрытии пиковых нагрузок и насоса в случае их снижения.

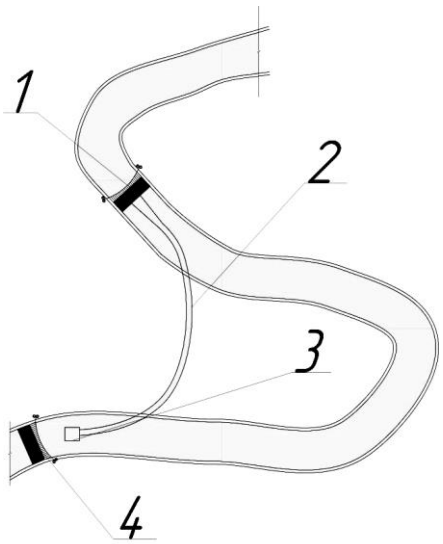


Рис. 5. Плотинно-деривационная схема установки микроГЭС:
1 – плотина с водозабором; 2 – гибкий рукав; 3 – гидроагрегат; 4 – плотина

При выборе варианта рекомендуется провести сравнения различных вариантов и выявить оптимальный, на основе метода Парето.

В результате анализа, выявлено, что для использования местного стока малых рек России обладающих значительным энергопотенциалом и снижения негативного воздействия на малые водотоки наибольшими перспективами обладают мобильные микроГЭС рукавного типа.

Предложенные схемы компоновки микроГЭС рукавного типа позволяют расширить область ихприменения для условий равнинных рек, предгорных районов Северного Кавказа, а так же в случае чрезвычайных ситуаций для перекрытия прорана грунтовых плотин и энергообеспечения служб МЧС.

Литература

1. Кашарин Д.В., Годин М.А. Область применения и обоснование параметров мобильных микроГЭС рукавного типа для малых водотоков // Вестник волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: строительство и архитектура. – 2010. – № 20. – С. 142-148.
2. Пат. 2413050, МПК E02B 7/02. 5. Мобильное гидроэнергетическое сооружение рукавного типа / Д.В. Кашарин, М.А. Годин. № 2009139257; заявл. 23.10.2009; опубл. 27.02.2011, Бюл. № 6.
3. Кашарин Д.В., Годин М.А., Годин П.А., Кореновский А.М. Повышение надежности водо-и энергоснабжения удаленных объектов за счет применения мобильных подпорных сооружений комплексного назначения // Научный журнал Российского НИИ проблем мелиорации. – 2012. – № 2. – С. 95-105.

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)

ИССЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМЫ ДЛЯ ПОДЗАРЯДКИ ТРАНСПОРТНОГО СРЕДСТВА ОБЩЕСТВЕННОГО ПОЛЬЗОВАНИЯ

А.В. Гордюшин, Р.А. Салтанов, И.А. Галкин, Т.В. Ломан, А. Баумс
Рижский технический университет, г. Рига,
Институт злектроники и компьютерных наук, г. Рига,
SIA RS-Factor. г. Огре

С каждым годом вследствие увеличения цены на энергоносители растет интерес к поиску альтернативных источников энергии, методов и механизмов преобразования и хранения энергии.

Электрическая энергия является одним из наиболее широко распространенных и эффективных видов энергии [1]. Ее преимущества заключаются в относительной дешевизне, простоте передачи, хранения и преобразования в другие виды энергии.

Вследствие этого все большую популярность приобретают транспортные средства с электрическими силовыми установками, установленными в паре с двигателями внутреннего сгорания [2]. Также реализуются различные системы позволяющие экономить горючее и снижать выбросы отработанных газов производя рекуперативное торможение – возвращая кинетическую энергию в виде электрической энергии (заряжая аккумулятор) или кинетической энергии (раскручивая маховик). Существующие системы позволяют отключать двигатель внутреннего сгорания на время стоянки у светофора, а также обеспечивать коммуникацию с окружающей инфраструктурой (светофорами, окружающими автомобилями) для расчёта оптимального режима и скорости движения [3].

Также разрабатываются транспортные средства, имеющие только электродвигатель в качестве единственной силовой установки [4].

Преимущества электротранспорта – снижение расходов на энергоносители и ремонт двигателя, общее снижение уровня загрязнения, а также вывод загрязнения в места генерации энергии, возможность использовать альтернативные источники электрической энергии.

При нынешней глобальной политике регламентирующей снижение выбросов вредных газов в атмосферу одной из субсидируемых государствами статей является разработка транспортных средств общественного назначения использующих гибридную или полностью электрическую энергетическую установку[5].

Основная проблема таких транспортных средств заключается в недолговечности источников энергии. Ресурс самого лучшего литий-ионного аккумулятора составляет от 500 до 2500 циклов заряда-разряда.

По исследованию немецкого института силовой электроники и электрического привода (ISEA) [6] при суточном пробеге городского автобуса в 300 км, времени работы более 5000 часов в год, в течение 15 лет произойдет около 16000 полных циклов перезарядки аккумуляторов.

В сравнении с частным легковым автомобилем – суточный пробег, которого составляет от 20 до 80 км и время работы 400 часов в год, за 15 лет произойдет всего 2250 полных циклов зарядки аккумуляторов. Исходя из этих данных, для частного легкового автомобиля, ресурса литий-ионного аккумулятора хватит на расчетный ресурс кузова в 15 лет, в свою очередь, для автобуса в течение 15 лет придётся заменить 7 комплектов дорогостоящих батарей.

Данную ситуацию может исправить использование ионисторов [7].

Ионисторы объединяют в себе достоинства конденсаторов и электрических батарей. По емкости, при схожих размерах, они превосходят конденсаторы и способны заряжаться и разряжаться значительно быстрее, чем аккумуляторы. Несмотря на значительно меньшую емкость, они способны переносить более 1000000 циклов заряда разряда.

В наше время ведутся исследования по увеличению энергетической плотности ионисторов. Как одно из исследований в данной области можно упомянуть разработку Калифорнийского университета в Лос-Анджелесе – графенового ионистора [8].

Для компенсации относительно небольшой емкости ионисторов по пути следования гибридного автобуса будет необходимо расставить станции зарядки [6].

Существующие системы позволяют реализовать зарядку системы питания транспортного средства контактным методом. Сопутствующие этому методу проблемы: необходима сложная система точного позиционирования транспортного средства на остановке; контактные группы требуют обслуживания, а также они чувствительны к климатическим условиям и широкому диапазону температур, в котором им приходится работать [6].

Беспроводные системы питания, существующие на данный момент, обеспечивают передачу небольшого количества энергии, вследствие этого, необходимо чтобы катушка приемника постоянно находилась над линией, индуцирующей в ней заряд – необходима прокладка трасс, по которым будет двигаться транспортное средство [9].

Необходима разработка новой беспроводной системы, способной в короткое время передать стоящему на остановке транспортному средству большое количество энергии, которого хватило бы для обеспечения продолжительного движения.

Возможно и компромиссное решение – на трассе в определенных участках дорожного полотна может быть встроена беспроводная зарядная система. Проезжающее по этой полосе транспортное средство сможет заряжать аккумуляторы без остановки.

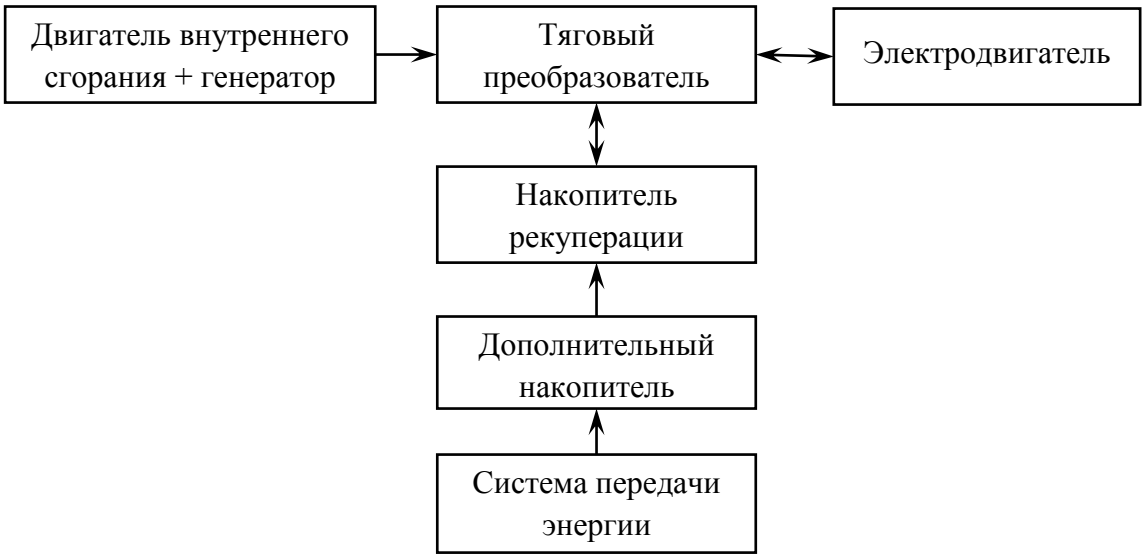


Рис. 1. Блок-схема энергетической установки гибридного транспортного средства

В данном случае минимальную мощность оборудования системы передачи энергии, отображенной на рис. 1, можно рассчитать следующим образом:

Примем, что нагруженный автобус массой 10 тонн потребляет примерно 25 литров дизельного топлива на 100 км. КПД дизельного двигателя примерно равен 30 процентам. При удельной плотности летнего дизельного топлива 0.86 кг на литр и теплоте сгорания в среднем 42624 кДж/кг на 5 километров поездки будет затрачиваться:

$$E = \frac{25*0.3*0.86*42624*10^3}{20} = 14 * 10^6{}_{\boldsymbol{J}}$$

Для пересчета этого количества энергии в киловатт-часы –

$$\frac{E}{3600} = 3.818\ kW/h$$

Чтобы передать эту энергию за 30 секунд, необходима мощность оборудования:

$$3.818 * 120 = 458\ kW$$

При разгоне от 0 до 50 км/ч будет затрачено:

$$E = \frac{M * v^2}{2} = \frac{10^3 * 13.89^2}{2} = 964660{,}5J$$

$$\frac{964660{,}5}{3600} = 268W/h$$

Беспроводные системы зарядки являются широким полем для исследований.

Одна из основных задач при разработке данной системы – разработка катушек передачи энергии и повышения КПД системы.

Остальные задачи заключаются в разработке системы передачи, преобразователя и хранения энергии, системы управления, резервирования и диагностики ТС.

В ходе эксперимента была создана масштабная модель, состоящая из блока питания, высокочастотного генератора импульсов, повышающего трансформатора, передающей и принимающей катушки, выпрямителя на принимающей стороне и ламповой нагрузки мощностью 55 ватт. Энергия передавалась на расстояние в 4 см при габаритах принимающей и передающей катушек 7 х 7 х 3 см. Система работала в резонансном режиме.

Общий КПД системы составил 60%.

Для решения проблем беспроводной передачи энергии необходимо решить следующие задачи:

– Улучшение КПД системы за счет уменьшения потерь в обмотках катушек; Расчёт оптимальной формы ферритов, испытание ферритов;

– Разработка системы автоматической подстройки резонансной частоты;

– Разработка системы сервопривода для автоматического наведения катушек;

– Наращение мощности системы передачи энергии.

Литература

1. Alternative Fuels Used in Transportation. U.S. Department of Energy, 2010. – 216-226 с. http://www1.eere.energy.gov/education/pdfs/transportation_alternativefuels.pdf
2. VOLVO hybrid bus prototype. Volvo Bus Corporation., 2007. http://www.volvobuses.com/SiteCollectionDocuments/VBC/Global%20site/Buses%20and%20coaches/Components%20fact%20sheets/Volvo_Hybrid_Eng1.pdf
3. Dr. Andreas Festag, Roberto Baldessari, Dr. Wenhui Zhang, Dr. Long Le, Amardeo Sarma, Masatoshi Fukukawa, CAR-2-X Communication for Safety and Infotainment in Europe, 2008. http://goeckenjan.de/doc/080106.pdf
4. Wiener Linien Electric Bus. Siemens AG. 2013. http://www.siemens.com/press/pool/de/events/2013/infrastructure-cities/2013-03-UITP-PK/background-ebus-wiener-linien-e.pdf
5. E. Commission, “White Paper: European Transport Policy for 2010: Time to Decide,” 2001.
6. Prof.Dr.rer.nat. Dirk Uwe Sauer. Electrification of bus routes with ebuses & fast charging stations – in case of no overhead wires. ISEA Institute for Power Electronics and Electrical Drives. 2012. http://www.trolley-project.eu/fileadmin/user_upload/download/ University/TROLLEY_Rohlfs_RWTH_Aachen_ebus_comparison_01.pdf
7. Kiyotaka Kawashima, Toshiyuki Uchida, Yoichi Hori. Manufacturing of Small Electric Vehicle driven only by Electric Double Layer Capacitors for Easy Experiment of Vehicle Motion Control. 2007. http://hflab.k.u-tokyo.ac.jp/paper_2011/old-papers/kawashima/EVS _final.pdf
8. John R. Miller, Outlaw R. A., Holloway B. C. Graphene Double-Layer Capacitor with ac Line-Filtering Performance. ScienceMag. Vol 329, 2010. – P. 1637-1639. http://image.sciencenet.cn/olddata/kexue.com.cn/upload/blog/file/2010/10/2010102015581124426.pdf
9. Wireless charging for electric vehicles. Qualicomm Europe. 2011. http://www.qualcomm.eu/sites/default/files/common/qualcomm_halo_online_brochure_final_june_eu.pdf

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ НА ПРИМЕРЕ РЕКОНСТРУКЦИИ ЛОКАЛЬНОГО КОМПЛЕКСА ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ПС 500 КВ ТАГИЛ СВЕРДЛОВСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

А.С. Дмитриева
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Свердловское РДУ, г. Екатеринбург

Противоаварийная автоматика (ПА) как одна из функций системы управления энергообъектом предназначена для предотвращения возникновения и развития аварий в энергосистемах, их локализации и ликвидации путем выявления опасных аварийных возмущений или недопустимых отклонений параметров электрического режима и осуществления противоаварийного управления [2].

Строительство и ввод в эксплуатацию ВЛ 500 кВ БАЗ – Северная, соединившей Серово-Богословский узел (СБУ) Свердловской энергосистемы и Березниковско-Соликамский узел (БСУ) Пермской энергосистемы (рис. 1), изменили межсистемные перетоки и повлекли за собой необходимость модернизации локального комплекса ПА ПС 500 кВ Тагил, в первую очередь по условиям требований системной надежности. В тоже время, в рыночных условиях базой для принятия решений является не только обеспечение надежности электроснабжения, но и экономическая эффективность от реализации рассматриваемого мероприятия.

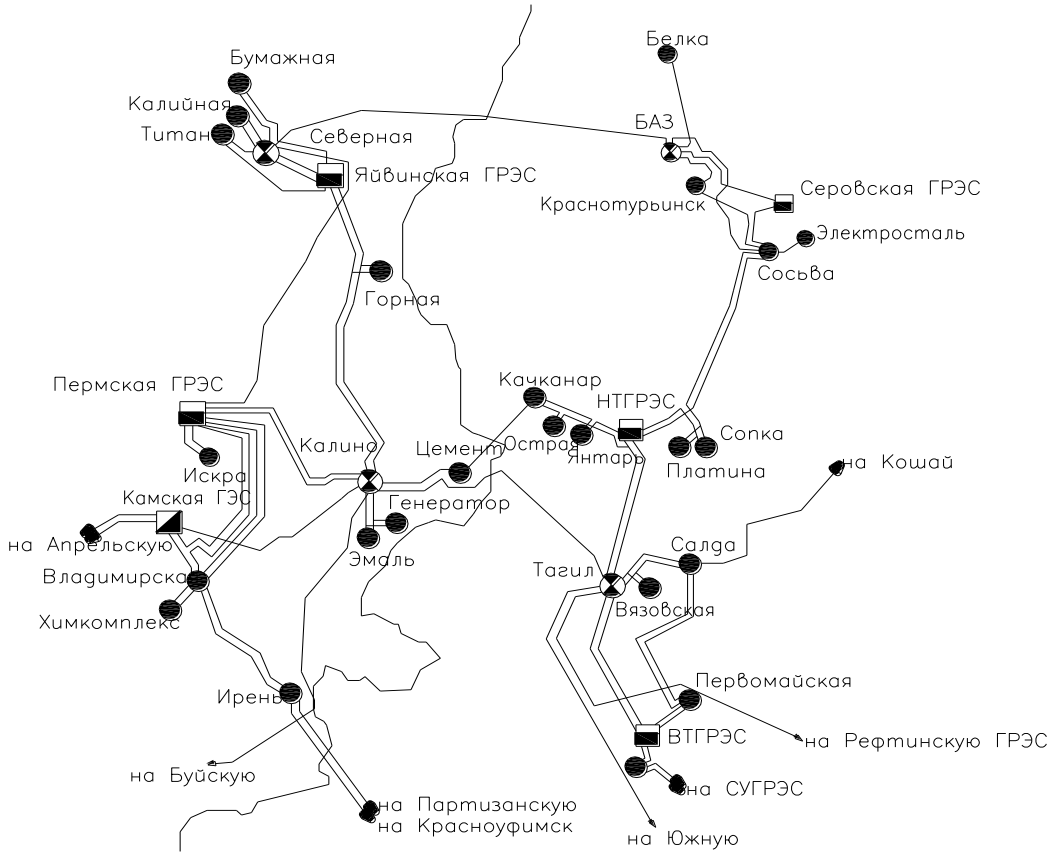


Рис. 1. Схема электрической сети 220 – 500 кВ района сооружения ВЛ 500 кВ БАЗ - Северная

Энергосберегающий эффект от реконструкции системы ПА ПС 500 кВ Тагил определяется результатами оптимизации топливного режима электростанций, расположенных в Серово-Богословском узле (СБУ) – годовой экономией топлива в абсолютном и денежном выражении, при прочих равных затратах (надежность, объемы производства и т.п.).

Для формирования минимальных по топливным затратам режимов работы собственных генерирующих мощностей СБУ в перспективе до 2015 г., потребуется повышенное использование мощности Пермской ГРЭС. Реализация на практике таких режимов будет определяться величиной допустимых перетоков по питающему сечению 220-500 кВ, включающему следующие линии электропередач (рис. 1):

– ВЛ 500 кВ Тагил – БАЗ;

– ВЛ 500 кВ Северная – БАЗ;

– ВЛ 220 кВ НТГРЭС – Сосьва;

– ВЛ 220 кВ НТГРЭС – Сопка.

В табл. 1 приведены расчеты пропускной способности сети питающего сечения СБУ для режима зимнего максимума нагрузки потребителей на этап 2015 г. Утяжеление режима проводилось путем увеличения нагрузки потребителей СБУ.

Расчеты пропускной способности выполнялись в соответствии с требованиями [1].

Таблица 1

Расчет максимально допустимых перетоков мощности (этап 2015 г., зимний максимум нагрузки потребителей)

Наименование параметра	Обозначение	Расчетная величина
Схема сети	–	нормальная
Переток по сечению в режиме зимнего максимума на этап 2015 г	$P_{\text{исх}}$, МВт	805
Предел статической устойчивости	$P_{\text{пр.ст}}$, МВт	1314
Предел статической устойчивости с учетом 20 % запаса	$P_{\text{пр.ст}} \cdot 0{,}8 - \Delta P_{\text{нк}}$, МВт	980
Отключаемый элемент	–	ВЛ 500 кВ Северная – БАЗ
Предел статической устойчивости в послеаварийной схеме	$P_{\text{пр.ст}}^{\text{п/ав}}$, МВт	889
Предельный переток по сечению с учетом 8 % запаса	$P_{\text{пр.ст}}^{\text{п/ав}} \cdot 0{,}92$, МВт	817
Переток по сечению в доаварийном режиме с учетом 8 % запаса в послеаварийной схеме	$P_{\text{пр.ст}}^{\text{д/ав}}$, МВт	833
Переток по сечению в доаварийном режиме с учетом 8 % запаса в послеаварийной схеме без учета нерегулярных колебаний	$P_{\text{пр.ст}}^{\text{д/ав}} - \Delta P_{\text{нк}}$, МВт	763
Амплитуда нерегулярных перетоков	$\Delta P_{\text{нк}}$, МВт	70

Длительно допустимые (балансовые) перетоки мощности в сечении будут составлять (в зависимости от условий ведения режима):

– 980 МВт – с применением системы ПА ПС 500 кВ Тагил;

– 763 МВт – без применения системы ПА ПС 500 кВ Тагил.

Это означает, что за счет применения системы ПА ПС 500 кВ Тагил для ведения режимов работы СБУ на этапе 2015 г может быть повышена на 217 МВт балансовая передача мощности из Березниковско-Соликамского узла (БСУ).

Увеличение передачи электроэнергии за счет применения системы ПА ПС 500 кВ Тагил (т.н. замещающая мощность) составит: 805–763=42 МВт.

Это означает, что при ведении режимов без применения ПА ПС 500 кВ Тагил для поддержания указанного баланса мощности потребуется дополнительная выработка электроэнергии по конденсационному циклу на теплофикационных агрегатах ТЭЦ Серово-Богословского энергоузла. При этом величина замещающей мощности равна мощности блока парогазовой установки ПГУ-50. Расчет стоимости ввода блока ПГУ-50 на Серовской ГРЭС по укрупненным показателям стоимости представлен в табл. 2 (вариант № 1).

В табл. 3 представлена стоимость выработки замещающей мощности на Пермской ГРЭС (вариант № 2).

Таблица 2

Вариант № 1

Параметр	Обозначение	Расчетная величина
Тип электростанции		КЭС
Тип агрегата		ПГЭС-50
Замещающая мощность, МВт	$P_{зам}$, МВт	50
Стоимость руб/кВт (в ценах 1991 года)	c, руб/кВт	650
Индекс роста цен оборудования на 2012 г	k_1	64,87
Территориальный коэффициент	k_2	1,1
Полная стоимость строительства	$P_{зам}c \cdot k_1 \cdot k_2$, млн. руб.	$50 \cdot 10^3 \cdot 650 \cdot 64{,}87 \cdot 1{,}1 = 2\,319$
Удельный расход топлива	b, г/кВт·час	333,7
Годовое число использования перетока	T, час	2000
Среднегодовая цена сжигаемого топлива (газ попутный)	c, руб/т.у.т.	75 000
Стоимость выработки 1 МВт мощности	$И_{уд}=b \cdot T \cdot c$,млн.руб./МВт	$333{,}7 \cdot 10^{-3} \cdot 2000 \cdot 75\,000 = 50{,}1$

Таблица 3

Вариант № 2

Параметр	Обозначение	Расчетная величина
Удельный расход топлива	b, г/кВт·час	319,8
Годовое число использования перетока	T, час	2000
Среднегодовая цена сжигаемого топлива (газ природный)	c, руб/т.у.т.	67 500
Замещающая мощность, МВт	$P_{зам}$, МВт	50
Стоимость выработки 1 МВт мощности	$b \cdot T \cdot c$, млн. руб./МВт	$319{,}8 \cdot 10^{-3} \cdot 2000 \cdot 67\,500 = 43{,}2$

Общая оценка экономической эффективности реконструкции системы ПА ПС 500 кВ Тагил как энергосберегающего мероприятия представлена в табл. 4.

Таблица 4

Экономическая эффективность реконструкции системы ПА ПС 500 кВ Тагил

Мероприятие	Годовая экономия		Затраты, млн. руб	Срок окупаемости
	натур. ед.	млн. руб.		
Реконструкция системы ПА ПС 500 кВ Тагил	5035 т.у.т.	340	53	1,8 месяца

Энергоэффективность реконструкции системы ПА ПС 500 кВ Тагил (табл. 4) определена следующим образом [3]:

$$Э_м = (\delta_1 - \delta_2) \cdot W = (742,2 - 641,5) \cdot 50 = 5035 \text{ т.у.т.},$$

где $Э_м$ – эффект в материальной (энергетической) форме;

$$\delta_1 = \frac{E_н \cdot К}{P_{зам}} + И = \frac{0,12 \cdot 2\,319}{50} + 50,1 = 55,7 \text{ млн. руб./МВт},$$

где δ_1 – стоимость 1 МВт мощности для варианта № 1;

$$\delta_2 = \frac{E_н \cdot К_2}{P_{зам}} + И_2 = \frac{0,12 \cdot 53}{50} + 43,2 = 43,3 \text{ млн. руб/МВт}$$

где δ_2 – стоимость 1 МВт мощности для варианта № 2;

W=50 МВт объем замещаемой мощности.

Срок окупаемости (без учета дисконтирования) затрат на реализацию мероприятий по энергосбережению $T_{ок}$ (год) составит:

$$T_{ок} = \frac{З_2}{Э_м \cdot c} = \frac{53 \cdot 10^6}{5305 \cdot 67,5 \cdot 10^3} = 0,15 \text{ года}$$

Самый большой интерес для оценки эффективности энергосберегающего мероприятия является относительный эффект в денежной форме:

$$Э_{уд} = \frac{Э_м \cdot Ц}{З_2} = \frac{5305 \cdot 67,5 \cdot 10^3}{53 \cdot 10^6} = 6,8.$$

Таким образом можно сделать вывод, что реконструкция системы ПА ПС 500 кВ Тагил является энергосберегающим мероприятием, которое обеспечивает высокую эффективность, т.к. относительный эффект $Э_{уд}$ составляет 6,8 на каждый рубль вложений. Срок окупаемости составляет менее 1 года. Предлагаемая замена морально и физически устаревшего оборудования, а также другие мероприятия дают существенный энергосберегающий эффект, повышают надежность электроснабжения потребителей данного региона.

Литература

1. Методические указания по устойчивости энергосистем», утвержденные приказом Минэнерго РФ от 30.06.2013 № 277.
2. СТО 59012820.29.240.008-2008. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем. Условия организации процесса. Условия создания объекта. Нормы и требования.
3. Van Sickel, J.H., Venkatesh, P., Lee K.Y. Analysis of the pareto front of a multi-objective optimization problem for a fossil fuel power plant (conference publications). Power and Energy Society General Meeting – Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, c. 1-8, 2008.

УДК 621.311.182, 621.311.2

МИКРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС НА БАЗЕ ВЛАЖНО-ПАРОВОЙ ТУРБИНЫ ДЛЯ АВТОНОМНОГО ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ МАЛОЭТАЖНЫХ ДЕЦЕНТРАЛИЗОВАННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Н.Н. Ефимов, В.И. Паршуков, В.В. Папин
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им. И.М. Платова, г. Новочеркасск,
ООО НПП «Донские технологии», г. Новочеркасск

На рынке энергоснабжения фактически отсутствуют микроэнергетические комплексы (МЭК) малых мощностей для автономных индивидуальных, малоэтажных энергопотребителей, удаленных от централизованных сетей. Такие потребители вынуждены использовать установки раздельного производства тепловой (водогрейные котлы) и электрической энергий (дизельные, бензо- или газопоршневые (ГПА) и газотурбинные (ГТУ) установки), либо когенерационные установки на базе ГПА и ГТУ. В связи с тем, что доля малоэтажного строительства уже к 2015 году планируется довести до 60% (что составляет около 54 млн. м^2 жилья в год) потребность в микроэнергокомплексах с каждым годом будет расти. В настоящее время разработаны конструктивные решения малоэтажных зданий различных классов энергоэффективности. Однако энергетические комплексы для обеспечения их как в автономном децентрализованном режиме, так и в комбинированном с традиционными и нетрадиционными технологиями отсутствуют.

Причем существующие когенерационные установки имеют жесткую зависимость количества производимой тепловой энергии от электрической, что не дает возможности производить необходимое количество каждого вида энергии в отдельности, а иметь либо недостаток одной из них, либо избыток. Таким образом, возникает задача по разработке энергоэффективного комплекса, отвечающего следующим требованиям: а) обеспечение автономного потребителя тепловой и электрической энергией в полном объеме; б) производство тепловой и электрической энергии за счет комбинированного использования традиционных топлив и ВИЭ; в) обеспечение независимого регулирования тепловой и электрической нагрузок.

Для решения данной проблемы предлагается использовать турбину малой мощности, работающую на влажном паре, который можно вырабатывать как солнечной энергией, так и традиционным способом с помощью любого топлива характерного для рассматриваемой местности, так и их комбинацией. Данную турбину предлагается объединить в комплекс с парогенератором на органическом топливе и парогенератором на солнечной энергии. Принципиальная схема микроэнергокомплекса на базе влажно-паровой микротурбины представлена на рис. 1.

Механическая энергия, получаемая при прохождении пара через турбину 5, преобразуется в генераторе 7 в электрическую, а отработанный пар будет отдавать свою теплоту системе отопления 13 и системе горячего водоснабжения. Возможность независимого регулирования тепловой и электрической нагрузок осуществляется дополнительным пропуском пара 6 в конденсатор турбины помимо ее проточ-

ной части. Таким образом, увеличение электрической нагрузки осуществляется увеличением подачи пара на турбину, а увеличение тепловой мощности, при сниженной электрической мощности – увеличением подачи пара напрямую в конденсатор. Грунтовый теплообменник 12 служит для обеспечения пассивного кондиционирования в тригенерационном режиме МЭК. Данная независимая регулировка отсутствует у современных когенерационных установок (ГТУ и ГПА).

Приоритетным источником тепловой энергии для турбинной установки является солнечная энергия. Из-за неравномерности поступления солнечной энергии в течение дня предусматривается аккумулятор пара (на принципиальной схеме не показан) в котором он накапливается в виде конденсата в состоянии насыщения при давлении выше, чем требуется для работы турбинной установки. При открытии клапана в аккумуляторе пара давление падает до значения требуемого для работы турбины и находящийся в состоянии насыщения конденсат переходит в паровую фазу. Данный аккумулятор позволяет аккумулировать излишки теплоты, получаемые от солнечного коллектора при максимальной солнечной активности, с целью их последующего использования, когда солнечная активность снижается. При недостатке солнечной энергии в работу включается парогенератор на органическом топливе и покрывает недостающую тепловую мощность.

Регулировка электрической нагрузки турбоустановки, при ее суточном колебании от 0 до 100% осуществляется регулированием пропуска пара в турбину, сигнал на регулирующий паровой клапан формируется исходя из показания датчика частоты вращения ротора и ваттметра электрической нагрузки. При малейшем снижении электрической нагрузки снижается момент на генераторе что приводит к повышению числа оборотов в турбине, формируется сигнал на прикрытие парового клапана, пропуск пара снижается, частота вращения восстанавливается. Аналогично при повышении нагрузки регулирующий паровой клапан приоткрывается.

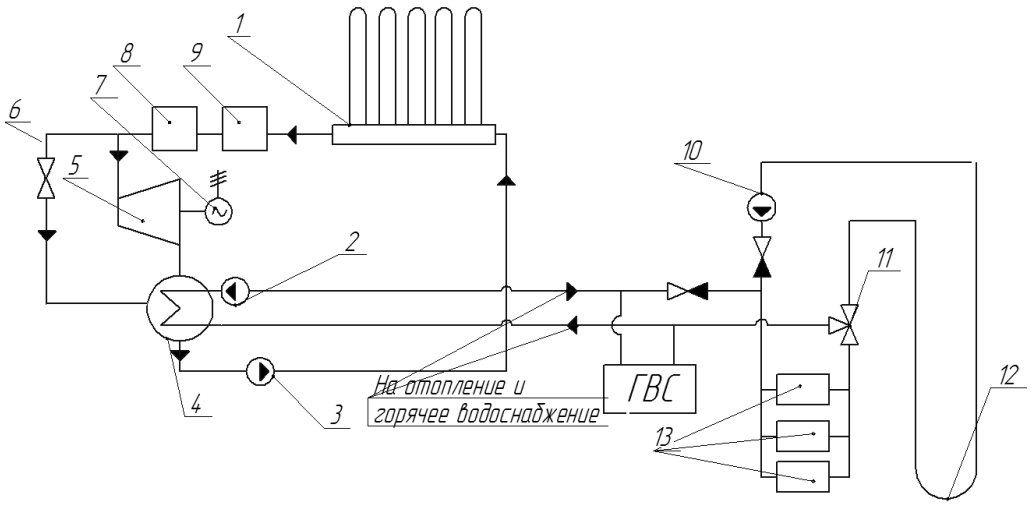


Рис. 1. Принципиальная схема микроэнергокомплекса на базе влажно-паровой микротурбины,

1 – солнечный нагреватель, 2 – насос системы охлаждения конденсатора турбины, 3 – питательный насос, 4 – конденсатор турбины, 5 – влажно-паровая микротурбина, 6 – линия независимого регулирования тепловой и электрической мощности, 7 – электрогенератор, 8 – сепаратор пара, 9 – парогенератор на органическом топливе, 10 – циркуляционный насос грунтового контура, 11 – трехходовой клапан выбора режима отопление/кондиционирование, 12 – грунтовый теплообменник, 13 – приборы отопления/кондиционирования

Среднестатистическая семья из 4 человек в месяц потребляет от 200 до 500 кВт ч электроэнергии, что в среднесуточном выражении мощности требует от 0.3 кВт до 0.7 кВт. Учитывая, что коммунально-бытовое потребление электроэнергии имеет значительную неравномерность суточного потребления до 80-85 %, электрическая мощность установки должна быть не менее 3.5 кВт, а с учетом необходимого запаса по мощности, электрическая мощность электроагрегата должна выбираться в пределах 4.5 - 5.0 кВт. Широко распространенный вариант дома в индивидуальном малоэтажном строительстве, площадью 100 м^2, утепленный до категории энергоэффективности «А» имеет тепловые потери примерно 6.0 кВт. Такой дом в климатических условиях Ростовской области имеет месячное электропотребление примерно 300 кВт ч, что в переводе на среднесуточную мощность составляет 0.4-0.5 кВт. Таким образом, оптимальное соотношение электрической и тепловой энергии: N:Q = 1:(12-15). Исходя из этого, за основу была принята тепловая схема микроэнергокомплекса электрической мощностью 5 кВт, на базе влажно-паровой микротурбинной установки и солнечных нагревателей.

Для индивидуального малоэтажного строительства наиболее распространены дома площадью: 50, 100 и 150 м^2. При утеплении домов до категории энергоэффктивности «А» они имеют следующие тепловые потери, при минимальной расчетной температуре наружного воздуха для Ростовской области – 22 ^{0}С: для дома 50м^2 – 2.7 кВт; 100 м^2 – 6.0 кВт; 150 м^2 – 8.2 кВт.

Современные когенерационные установки имеют соотношение 1:2, что не позволяет с их помощью полноценно осуществлять когенерацию. Учитывая вышесказанное, в основу разработки конструкции влажно-паровой микротурбины легло соотношение производимой тепловой и электрической мощности как 1:13. Конструкция турбины принята одновенечной, центростремительной.

Начальные параметры пара оптимизированы, исходя из возможностей солнечной энергетики: начальные температура 160 ^{0}С и давление 0.6 МПа. Для уменьшения габаритов турбина была принята вертикальной компоновки, а частота вращения оптимизирована при 35000 об/мин. При таких технических характеристиках достигается минимальный диаметр рабочего колеса (163 мм), а рабочая лопатка имеет высоту не менее 10 мм, при допустимых лопаточных потерях. На рис. 2 представлена конструкция влажно-паровой, вертикальной, одновенечной, центростремительной турбины, а в табл. 1 даны ее технические характеристики.

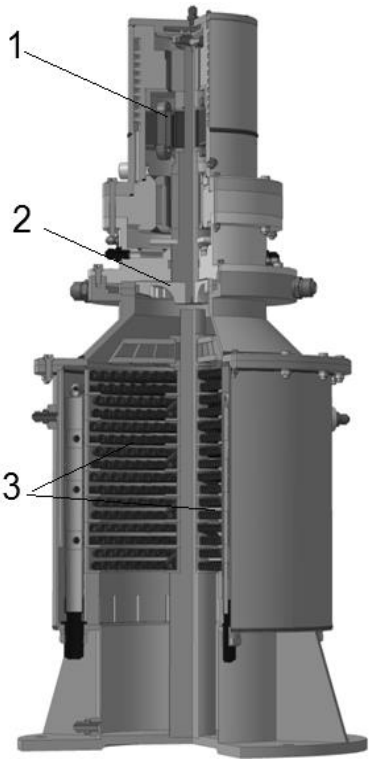


Рис. 2. Конструкция влажно-паровой вертикальной микротурбины,
1 – электрогенератор,
2 – проточная часть,
3 – конденсатор

Таблица 1

Технические характеристики влажно-паровой микротурбины

Показатели	Значение
Начальное давление пара p_0, МПа	0,6
Начальная температура пара t_0, ^{0}C	160
Конечное давление $p_к$, МПа	0,06
Температура насыщения в конденсаторе $t_{нас}$, ^{o}C	85,93
Расход пара G, кг/с	0.0271
Электрическая мощность турбины $N_э$, кВт	5.003
Мощность нагревателя (отопительная) $N_{нагр}$, кВт	67.90

Была разработана система управления энергокомплексом, позволяющая контролировать все параметры энергетического цикла, управлять отдельными элементами схемы и режимами работы комплекса. Система автоматизации нацелена на максимальное использование возобновляемой солнечной энергии. МЭК на базе влажно-паровой турбины, электрической мощностью 5 кВт, соответствующий тепловой схеме, представленный на рис. 1, с системой автоматизации был реализован в Ростовской области. В настоящее время производится ее испытание и наладка режимов.

УДК 621.791.03

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СВАРОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА

М.С. Жеваев, Н.В. Косилов, В.М. Мякишев, А.В. Танаев
Самарский государственный технический университет

Для оценки динамических свойств источника используют индикаторный метод обследования сварочной цепи. Сущность этого метода заключается в том, что с целью анализа процессов в дуге при переходе тока через нулевое значение к выходным зажимам источника питания подается линейно-нарастающий импульс тока, а возникающее при этом напряжение осциллографируется и расшифровывается.

Индикаторный метод основан на использовании теоремы Тевенена, которая заключается в том, что восстанавливающееся напряжение цепи по величине и форме совпадает с напряжением, которое необходимо приложить к цепи, чтобы вызвать в ней протекание тока, равного разрываемому. Так как в сварочной дуге процесс погасания и зажигания совершается при переходе тока через нулевое значение, то осциллографирование восстанавливающегося напряжения данным методом может быть произведено посредством посылки в цепь волны тока, начинающейся с нуля и возрастающей со скоростью рабочего тока. В момент повторного возбуждения дуги скорость нарастания тока может быть выражена как $\frac{di}{dt} = const$. Это означает, что участок синусоиды тока вблизи нуля заменяется прямой.

Так как длительность повторного зажигания, т.е. восстановление напряжения, весьма мала по сравнению с периодом тока, то сделанное допущение вполне приемлемо. Динамические свойства источника питания могут быть охарактеризованы параметрами восстанавливающегося напряжения, как-то: скоростью восстановления напряжения и величиной возвращающейся составляющей восстанавливающегося напряжения [1,2], т.е. тем наибольшим значением напряжения, которое устанавливается между электродами при обрыве дуги.

Запись восстанавливающегося напряжения можно вести несколькими методами:

1) в сварочную цепь включаются коммутирующее устройство, синхронизированное с осциллографом. При этом методе возникает погрешность, вносимая коммутирующим устройством, избавиться от которой очень трудно.

2) использование специальных индикаторов восстанавливающегося напряжения, представляющих собой генераторы линейно нарастающих импульсов тока.

Кроме индикаторного метода определения динамических свойств источника, существуют и другие методы, как, например, метод определения по частотным характеристикам проводимости цепи. В этом случае при помощи обычной стандартной аппаратуры измеряется проводимость цепи на разных частотах. Полученные зависимости изображаются в виде кривых, из которых определяются собственные частоты цепи и относительные значения амплитуд составляющих. Недостатками данного метода являются трудоемкость измерений и необходимость снятия напряжения с исследуемой цепи, а так же высокая погрешность измерений в этом случае (≈ 10%).

Наряду с вышеописанными опытными методами определения динамических параметров источника питания, существуют и расчетные. При этом нет необходимости проводить опыты. Недостаток – ненадежность результатов. Это связано со сложностью исследуемой цепи и с потребностью в упрощениях. Обычно при расчете восстанавливающегося напряжения используют методы симметричных составляющих, операторный метод, метод переменных состояния, метод блуждающих волн и др.

Принципиальная схема индикатора восстанавливающегося напряжения показана на рис. 1.

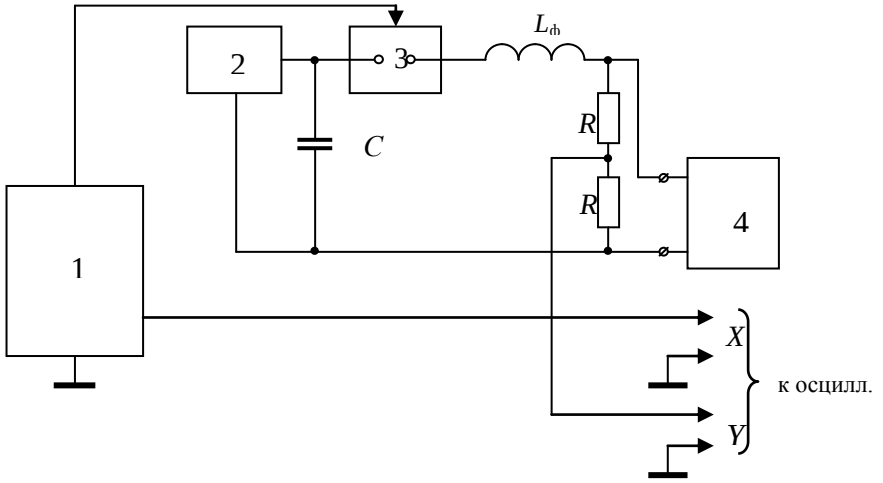


Рис.1. Функциональная схема индикатора восстанавливающегося напряжения,
1 – генератор импульсов; 2 – зарядное устройство; 3 – ключ; 4 – испытуемый объект

Линейно-нарастающая волна тока, созданная цепочкой C–$L_ф$ индикатора, вводится в исследуемую цепь. В качестве коммутирующего элемента может служить, например, управляемый тиристор. Как следует из вышеизложенного, практический интерес представляют входные параметры источника питания. Ниже приводится метод определения и некоторые данные входных параметров источника питания СТШ-500.

Масштаб записи восстанавливающегося напряжения при неизменном напряжении зарядной емкости C (рис. 2,3) зависит от величины формирующей индуктивности $L_Ф$, причем необходимо, чтоб $L_Ф \approx 10L_{нагр}$. Оптимальная индуктивность, при условии синусоидальности тока, $L_Ф$ находится из соотношения напряжений: U_C/U_0.

$$\frac{U_c}{U_0} = \frac{\dfrac{di}{dt}}{\left(\dfrac{di}{dt}\right)_u} = \frac{\omega L_m}{\dfrac{U}{L_ф}} \qquad (1)$$

по следующей формуле

$$L_ф = \frac{U_c U}{U_0 I_m \omega} = Z_{кз} \frac{U}{\sqrt{2} U_0 \omega}$$

где U_0 – напряжение, необходимое для отклонения луча осциллографа на полный экран; U_c – номинальное напряжение холостого хода трансформатора; U – зарядное напряжение конденсатора; i_u – испытательный ток; i – ток короткого замыкания.

Подбирая для каждого конкретного случая формирующую индуктивность, добиваются линейного закона изменения выходного тока и производят прямую запись восстанавливающегося напряжения на объекте. Это позволяет избежать дополнительных погрешностей.

Напряжение с объекта подается, например, на двух лучевой импульсный осциллограф и полученные осциллограммы расшифровываются.

Если сварочный трансформатор представить одноконтурной схемой замещения, а влияние вихревых токов учесть короткозамкнутым контуром, то можно получить аналитическое выражение напряжения на дуговом промежутке в виде:

$$u_э(t) = i_1(t) r_э = U_0 \frac{r_э}{r_1 + r_э} - \frac{r_э(U_0 \dfrac{\delta_в}{\delta_1} - E\cos^2\varphi_в)}{L_1(\delta_1 + \delta_в)} e^{P_1 t} - \frac{r_э(U_0 - E\cos^2\varphi_в)}{L_1(\delta_1 + \delta_в)} e^{P_2 t}$$

Если принять что, K=0, т.е. между контурами нет магнитной связи. Тогда схемы замещения трансформатора может быть представлена одним контуром, и решение в этом случае примет вид:

$$u_э(t) = U_0 \frac{r_э}{r_1 + r_э} - Ae^{P_1 t} = U_0 \frac{r_э}{r_1 + r_э} - (U_0 \frac{r_э}{r_1 + r_э} + U_0 \frac{r_э}{r_1 + r_э}) e^{P_1 t}$$

Здесь рассматривается процесс восстановления напряжения при неизменном напряжении U_0. Учитывая, что в процессе повторного зажигания принужденная составляющая изменяется по закону синуса, а характер свободной составляющей полностью совпадает с рассмотренным случаем, полученный результат можно распространить и на случай питания дуги от источника переменного тока.

Из приведённых выражений следует, что на характер процесса восстановления напряжения существенное влияние оказывает коэффициент связи «K». Так, например, при K=0 P_1=P_2 и процесс восстановления практически определяется од-

ной экспонентой. По мере увеличения величины K постоянная времени τ_1 растет, а величина τ_2 падает, что приводит к увеличению скорости восстановления. На рис. 2 показаны характерные кривые восстановления напряжения при трех различных значениях коэффициента связи. Сказанное выше хорошо согласуется с полученными опытными данными (рис. 2) и подтверждается рядом ранее опубликованных работ.

Процесс восстановления напряжения на электродах в общем случае определяется параметрами контуров r_1, L_1, $r_в$ и $L_в$.

Потери на вихревые токи, т.е. качество исполнения сварочного источника питания оказывает существенное влияние на процесс восстановления напряжения. Увеличение потерь на вихревые токи ($\tau_в$) приводит к увеличению величины $\tau_в$ т.е. «затягивает» процесс восстановления напряжения, и наоборот. В связи с этим, желательно исполнение сварочных источников питания с уменьшенными потерями на вихревые токи.

В свою очередь, увеличение индуктивности первичного контура в момент повторного возбуждения дуги приводит к уменьшению величины τ_1 т.е. к более быстрому росту напряжения на электродах, а следовательно, улучшает устойчивость горения дуги.

Ввиду невозможного теоретического определения величин M, $r_в$, $L_в$, $\cos\varphi_в$ и сложности точного определении величин r_1 и L_1,их влияние на процессе восстановления напряжения целесообразно определять по кривым восстанавливающегося напряжения, снятым с использованием индикатора восстанавливающегося напряжения.

На рис. 3 приведены опытные кривые восстанавливающегося напряжения при различных положениях магнитного шунта сварочного трансформатора СТШ-500, трансформатора СТЭ-34 и трансформатора с насыщающимся участком магнитопровода (3). Полученные кривые восстанавливающегося напряжения удовлетворительно описываются полученными уравнением.

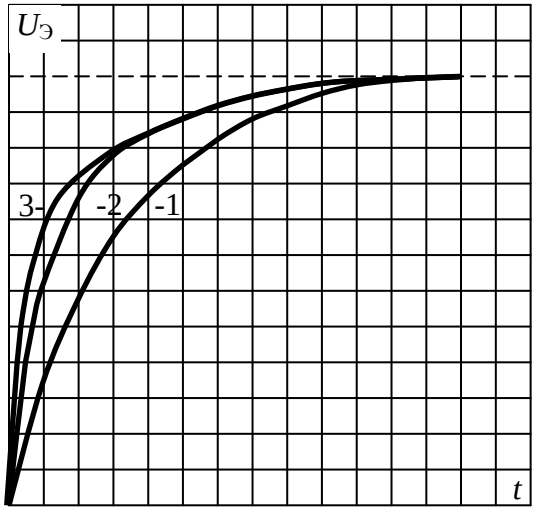


Рис. 2. Кривые изменения напряжения на электродах в процессе повторного возбуждения дуги
1. K=0, $\tau_1=\tau_в$ 2. K=1, $\tau_1=\tau_в$ 3. K=1, $\tau_1=10\tau_в$

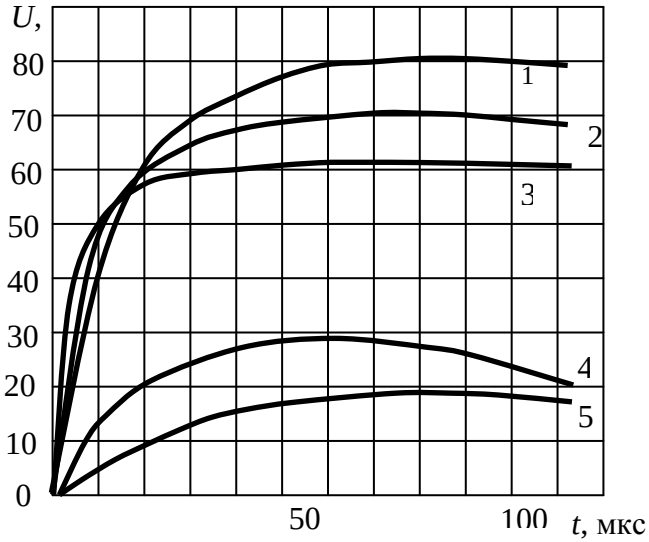


Рис. 3. Кривые восстанавливающегося напряжения
1. $I_{св}$=175 А, 1,2,4 – для СТШ-500, 2. $I_{св}$=250 А, 3 – для НИП, 3. $I_{св}$=80 А, 5 – для СТЭ-34 с РТС-500, 4. $I_{св}$=400 А, 5. $I_{св}$=450 А

Если сварочный трансформатор представить в виде двухполюсника *R-L*, то полученные кривых переходного напряжения на межэлектродном промежутке полностью соответствуют теории что подтверждает применимость индикаторного метода анализа динамических свойств сварочного источника питания.

Литература

1. Залесский А.М. Электрическая дуга отключения. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1963.
2. Лесков Г.И. Электрическая сварочная дуга. – М.: Машиностроение, 1970
3. Мякишев В.М. Сварочный трансформатор с насыщающимся участком магнитопровода. – Самара: Самарский государственный технический университет, 2010.

УДК 621.32

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НАРУЖНОГО ОСВЕЩЕНИЯ

В.Н. Калечиц
Белорусский национальный технический университет, г. Минск

Расход электроэнергии на освещение составляет около 15% общего электропотребления [1]. В связи с удорожанием энергоносителей, которое приводит к росту стоимости электроэнергии, всё более актуальными становятся меры, связанные с повышением энергоэффективности эксплуатации различных электроустановок. Одной из таких мер является электросбережение в наружном освещении, основанное на использовании энергоэффективного оборудования в сочетании с выбором оптимальных режимов работы.

Установки наружного освещения по своему функциональному назначению могут быть утилитарными, архитектурно-художественными, светорекламными и витринными [2]. Наружное освещение населённых пунктов является неотъемлемой частью жизни современного человека и позволяет увеличивать безопасность на улицах и транспортных путях, а также создавать внешний облик города в тёмное время суток. У каждой из групп пользователей (водители автотранспорта, пешеходы и жители окружающих домов) существуют характерные требования, предъявляемые как уровню освещённости, яркости, цветопередаче, так и к нежелательному свету (борьба со световым загрязнением). Использование тех или иных источников света зависит от этих требований.

В наружном освещении в Беларуси широко используются светильники с лампами типа ДНаТ, ДРЛ, ДРИ; доля люминесцентных ламп, светодиодов и других источников света значительно меньше.

К основным мероприятиям, позволяющим рационально расходовать электроэнергию на нужды наружного освещения, относятся:

1) использование современных энергоэффективных источников света;

2) внедрение современных систем управления осветительными установками.

Первая группа мероприятий включает в себя переход от ламп ДРЛ к лампам ДНаТ там, где нет необходимости в обеспечении качества цветопередачи. Также переход к светодиодному освещению, обладающему наилучшими эксплуатацион-

ными и функциональными характеристиками по сравнению с другими источниками света (но относительно высокая стоимость является главным ограничителем в широком применении светодиодных источников света). К этой же группе мероприятий можно отнести замену устаревших светильников. Необходимо отметить, что зачастую светильники, используемые в наружном освещении, имеют достаточно большой срок службы. Находящиеся несколько десятилетий в эксплуатации такие светильники имеют коэффициент полезного действия ввиду их изначальных конструктивных особенностей и процессов старения (влияние окружающей среды на коэффициенты отражения и пропускания материалов светотехнической арматуры) намного меньше, чем у современных аналогов.

Наряду с предпочтением энергоэффективного оборудования применение в наружном освещении городов современных интеллектуальных систем освещения позволяет снизить расходы не только на электроэнергию, но и на техобслуживание и ремонт осветительных установок. Рациональное использование электроэнергии в управляемом наружном освещении возможно с применением следующих технических решений:

а) «традиционное» управление по фазам с помощью использования однополюсных аппаратов управления, т.е. отключении 1/3 или 2/3 светильников в ночное время, когда снижается активность городского населения и интенсивность дорожного движения. Но такой способ регулирования создает большую неравномерность освещённости, поэтому не рекомендуется для использования международной комиссией по освещению из-за негативного влияния на безопасность дорожного движения;

б) использование диммирования (индивидуальное и групповое) путём снижения светового потока ламп в зависимости от времени суток за счёт регулирования напряжения. Такой способ позволяет избежать большой неравномерности освещения. Согласно ТКП 45-2.04-153-2009 разрешается снижать уровень освещения в ночное время на 50%, а в вечернее и утреннее время на 30% и 50% при уменьшении интенсивности дорожного движения в 3 и 5 раз соответственно.

Широкое применение современных интеллектуальных систем управления наружным освещением, способы реализации которых предлагают ведущие компании (OSRAM, PHILIPS и др.), ограничено финансовыми вопросами, являющимися часто определяющими. Поэтому более подробно рассмотрим ещё одну из мер повышения эффективности эксплуатации осветительных установок наружного освещения, связанную с установкой стабилизаторов (регуляторов) напряжения в пунктах питания для уже существующих осветительных сетей. Такие нововведения требуют гораздо меньших капиталовложений, но результаты от использования стабилизаторов (регуляторов) напряжения зависят от конфигурации осветительной сети.

Существующие установки наружного освещения состоят из пунктов питания, имеющих канал связи с центральным диспетчерским пунктом, от которого поступают команды управления освещением (включение/отключение, смена режима и т.д.). Наружное освещение может включаться вручную из диспетчерского пункта или автоматически. В пунктах питания осуществляется коммутация, управление, контроль и учёт; они могут располагаться в трансформаторных подстанциях (10/0,4 кВ) или непосредственно на световых опорах. Линии наружного

освещения являются достаточно протяженными, содержащими 30 и более светильников, расположенных на расстоянии 35 - 50 м друг от друга. Единичная мощность лампы в сети составляет от 70 до 250 Вт.

Характеристикой светильника как электроприёмника являются потребляемая активная и реактивная мощность, ток нагрузки, которые зависят от напряжения на зажимах светильника. Если это не учитывать, то расчётные потери напряжения и расчётные напряжения на зажимах светильников, разноудалённых от пункта питания, будут иметь значения, отличающиеся от фактических. Величина напряжения оказывает существенное влияние на показатели электропотребления и эксплуатационные характеристики различных ламп (мощность, величину светового потока, срок службы ламп).

Сравнение работы сети наружного освещения в режимах без стабилизатора (регулятора) напряжения и с поддержанием с помощью стабилизатора (регулятора) некоторого оптимального значения напряжения (в зависимости от конфигурации сети) в начале осветительной линии позволяет оценить возможное увеличение интервалов между заменами вышедших из строя ламп, снижение скорости спада светового потока ламп, а также экономию электроэнергии. На основании этого можно сделать выводы о целесообразности установки стабилизаторов (регуляторов) напряжения в пункте питания.

Перечисленные меры направлены на решение проблем повышения энергоэффективности работы установок наружного освещения.

Литература

1. Козловская В.Б., Радкевич В.Н., Сацукевич В.Н. Электрическое освещение: учебник. – Минск: Технoперспектива, 2011. – 543 с.
2. Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю.Б. Айзенберга. 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Знак, 2006. – 972с.

УДК 620.9.021

КИСЛОВОДСКАЯ СОЛНЕЧНАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ

В.Ф. Кяляшев, Д.В. Ковтун, Д.В. Чапля
Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь,
Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга, г. Пятигорск

Солнечная энергетика – направление нетрадиционной энергетики, основанное на непосредственном использовании солнечного излучения для получения энергии в каком-либо виде.

Наиболее известный метод использования солнечной энергии - это использование солнечных элементов, или батарей. Солнечная батарея (панель) является фотоэлектрическим генератором, принцип работы которого основан на физическом свойстве полупроводников. Этот метод имеет большую потенциальную значимость производства электроэнергии.

Оценка солнечных электростанций

Солнечная электростанция (СЭС) – инженерное сооружение, служащее преобразованию солнечной радиации в электрическую энергию.

а) Солнечная электростанция не работает ночью и недостаточно эффективно работает в утренних и вечерних сумерках. При этом пик электропотребления приходится именно на вечерние часы. Кроме того, мощность электростанции может резко и неожиданно колебаться из-за смены погоды. Для преодоления этих недостатков нужно или использовать эффективные электрические аккумуляторы, либо строить гидроаккумулирующие станции, предназначенные для выравнивания суточной неоднородности графика электрической нагрузки.

ГАЭС использует в своей работе либо комплекс генераторов и насосов, либо обратимые гидроэлектроагрегаты, которые способны работать как в режиме генераторов, так и в режиме насосов. Во время дневного минимума энергопотребления, когда солнечная электростанция вырабатывает максимум электроэнергии, ГАЭС получает электроэнергию и расходует её на перекачку воды в верхний бьеф (насосный режим). Во время утреннего и вечернего пиков энергопотребления ГАЭС сбрасывает воду из верхнего бьефа в нижний, вырабатывает при этом дорогую пиковую электроэнергию, которую отдаёт в энергосеть (генераторный режим).

Таким образом, совместное использование СЭС и ГАЭС экономически эффективно и повышает надёжность энергоснабжения и эффективность использования СЭС.

б) Кремниевые фотоэлементы могут одинаково успешно работать зимой и летом. Зимой снижение светового потока компенсируется увеличением КПД за счет понижения температуры окружающей среды. В нормальных условиях, когда солнечная панель нагревается до 40-45 градусов, ее мощность снижается на 15-17%.

в) Дороговизна солнечных фотоэлементов. Вероятно, с развитием технологии этот недостаток преодолеют. В 1990-2005 гг. цены на фотоэлементы снижались в среднем на 4 % в год.

г) Поверхность фотопанелей нужно очищать от пыли и других загрязнений.

д) Важной технической характеристикой солнечных батарей является диапазон температур, при которых установка может работать. Батареи способны выполнять свои функции при температурах от –40 до +90 °С.

Анализ интенсивности распределения солнечной радиации по территории Российской Федерации, показывает, что наиболее приемлемыми условиями для использования солнечной энергии обладает Северо-Кавказский федеральный округ.

Важным фактором, действующим в пользу расширения масштабов применения экологически чистых возобновляемых источников энергии, является расположение на территории Ставропольского края широко известной курортной зоны Кавказских минеральных вод. Снижение объема сжигания органического топлива, необходимого при выработке электрической энергии традиционными способами, позволит также значительно сократить выбросы парниковых и вредных газов в атмосферу. Для туристических и санитарно-курортных зон края вопросы защиты окружающей среды имеют первостепенное значение. Использование возобновляемых источников энергии полностью отвечает этой задаче. Примером развития экологически чистой энергетики в Ставропольском крае является проект создания Кисловодской солнечной электростанции (Кисловодская СЭС). Проектируемая Кисло-

водская СЭС будет располагаться в южной окрестности Кисловодска – города с самой высокой в стране интенсивностью излучения солнца.

Исследование природно-географических и климатических характеристик пункта строительства. Климат – умеренно-континентальный с большим количеством солнечных дней. В среднем за год количество ясных дней в Кисловодске составляет около 300. Среднегодовая температура составляет около +7,7 °С. Кисловодск выделяется низкой влажностью, которая колеблется от 56 до 70 %.

Зима в Кисловодске умеренно мягкая, сухая, с неустойчивым снежным покровом. Снегопад обычно небольшой. Самые холодные дни бывают в январе (–4 °С), но при вторжении холодного воздуха температура может понизиться даже до −25 °С, а при оттепелях бывает повышается до 18-19 °С. Зимой много солнечных дней, в течение дня солнце светит не менее 4 часов. Лето продолжительное (до 5 месяцев), никогда не бывает жарким, вечером и ранним утром всегда прохладно, средняя температура июля – августа 19 °С.

Преобразователи здесь смогут работать очень эффективно.

Планируемая Кисловодская солнечная электростанция будет первой в России экспериментальной опытно-промышленной модульной солнечной электростанцией с прямым преобразованием солнечного излучения в электрическую энергию. Вырабатываемая электроэнергия будет передаваться в энергосистему края. Особенно следует отметить, что в качестве фотоэлектрических преобразователей, которые планируется установить на Кисловодской СЭС, будут использоваться модули из монокристаллического кремния с высоким КПД преобразования света – 15–20% российского производства.

Батареи из монокристаллов имеют надежный и прочный стеклопластиковый корпус. Благодаря нему вовнутрь установки влага не проникает. Более надежными и долговечными солнечные батареи делает отсутствие подвижных элементов. У данного вида солнечных батарей максимальная мощность достигается при условиях, если небо будет ясным, температура воздуха 25 °С, панели будут направлены прямо на солнце. Для того что бы получить оптимальную мощность, диапазон температур воздуха должен колебаться в рамках 15 – 25 градусов Цельсия. Для наших широт изменение солнечной энергии, напрямую зависит от сезона. Преимуществами применения солнечной электростанции, которые планируется использовать при создании и Кисловодской СЭС, являются легкое и быстрое возведение, простая сборка легких конструкций, большой ресурс работы, безотказные элементы, простота эксплуатации, бесшумная работа, экологическая безопасность и безотходность, снижение выбросов парниковых газов на 60 тыс. тонн CO2 (для 25 МВт) ежегодно. Установленная пиковая мощность станции составит 50 мегаватт. Она будет состоять из двух пусковых комплексов по 25 мегаватт. Среднегодовая выработка электроэнергии на станции составит 80 млн кВтч в год. Еще одним значимым фактором создания Кисловодской СЭС является возможность провести крупномасштабный эксперимент по практическому использованию солнечной энергии для получения электричества, по проверке в промышленных условиях работоспособности и надежности нового оборудования.

Результатом создания Кисловодской СЭС станет обеспечение выработки электрической энергии за счет экологически чистого источника энергии. Кисловод-

ская СЭС явится, по сути, прорывом в области развития отечественной солнечной энергетики. На базе Кисловодской солнечной электростанции планируется разместить научно-исследовательский центр по изучению солнечной энергетики, который позволит проводить на практике научные эксперименты, испытания и сертификацию нового оборудования, а также проводить обучающие семинары в сфере энергосбережения. Результаты, полученные на Кисловодской СЭС, можно будет использовать на СЭС, планируемых к строительству в различных регионах России. Пока в стране не существует системы обслуживания подобных станций, отсутствует опыт эксплуатации, ограничен круг специалистов. Эксплуатация проектируемой Кисловодской СЭС позволит накопить опыт решения всех этих проблем.

Литература

1. Алфёров Ж. И., Андреев В. М., Румянцев В. Д. Тенденции и перспективы развития солнечной фотоэнергетики // Физика и техника полупроводников. – 2004.
2. Солнечная энергия, солнечная энергетика, энергия солнца, ее использование и источник. ИАА Cleandex.
3. Драбкин Л.М. Солнечные электростанции // Российский государственный открытый технический университет путей сообщения, Москва. – 1999.

УДК 621.313

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОПРИВОДА СОБСТВЕННЫХ НУЖД ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОФАЗНОГО АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДА

А.Г. Логачёва, Ш.И. Вафин
Казанский государственный энергетический университет

Большая часть механизмов собственных нужд электростанций приводится в действие асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором [1]. Это обусловлено многими факторами. Так асинхронные двигатели имеют простую конструкцию, а современный уровень развития полупроводниковой техники позволяет осуществлять эффективное управление их скоростью вращения. Кроме того, асинхронные двигатели рекомендуется использовать для группового привода с жестким требованием к равенству частот вращения всех двигателей. Например, для питателей пыли, расхождение частот вращения отдельных двигателей которых может привести к ухудшению процесса горения в топке котла, снижению КПД котла или к аварийным последствиям (шлакованию или пережогу трубных поверхностей нагрева котла) [2].

Экономическая эффективность использования частотного регулирования для привода дымососов, вентиляторов и насосов давно доказана и отмечается во многих работах [3, 4]. В рамках реализации таких положений стратегии развития электроэнергетики России на период до 2020 как энерго- и ресурсосбережение ведется активное внедрение этой технологии.

Так, например, высоковольтные частотные преобразователи (ПЧ) для насосов установлены на предприятиях ТГК-1 (Апатитская ТЭЦ), ТЭЦ-11 ОАО «Иркутскэнерго», ПП «Дорогобужская ТЭЦ». Внедрение частотно-регулируемых приводов на Нижнекамской ТЭЦ-1 (16 преобразователей частоты на насосах-дозаторах), на сетевых насосах Казанской ТЭЦ-3 и Набережно-Челнинской ТЭЦ позволило добиться значительной экономии электроэнергии [5].

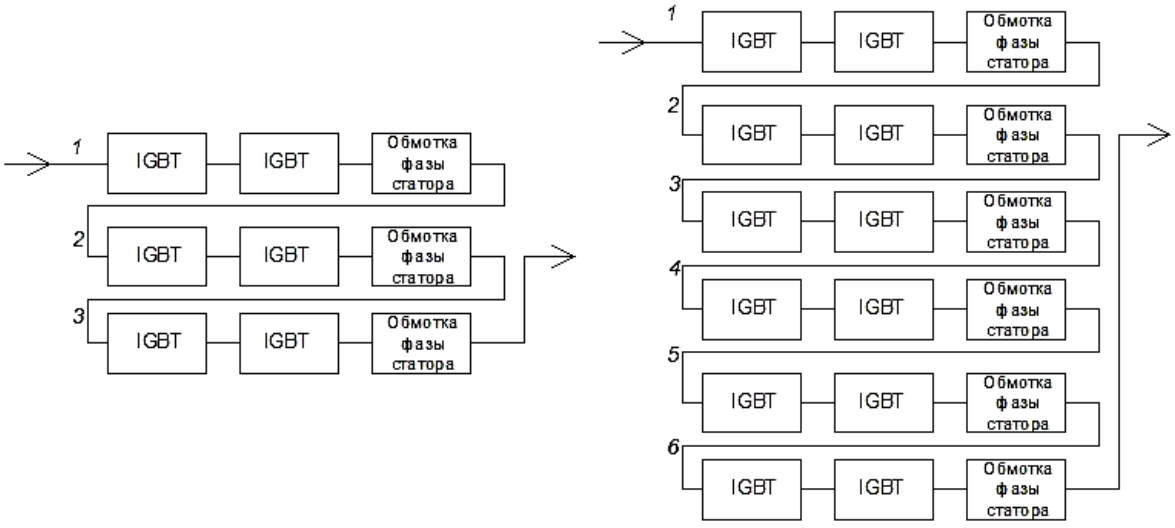
Как известно, надежность работы электростанций в значительной степени зависит от надежности ее системы собственных нужд. Внедрение ПЧ имеет отрицательную сторону – это неизбежное снижение надежности системы при увеличении количества ее элементов [6].

В то время как циркуляционные насосы, конденсатные и питательные, дутьевые вентиляторы, вентиляторы первичного воздуха относятся к ответственными механизмами, прекращение работы которых недопустимо [7], повышение надежности работы частотного электропривода становится важной задачей.

Одним ее решения является применение многофазных асинхронных двигателей (МАД) с многофазным ПЧ. Увеличение количества фаз системы ПЧ-МАД позволяет сохранить ее работоспособность после выхода из строя даже нескольких фаз преобразователя или двигателя.

Рассмотрим модель надежности данной системы. Так как наибольшее число отказов в АД приходится на витковую изоляцию фаз статора и подшипниковый узел, в качестве показателей надежности характеризующих МАД, примем вероятность безотказной работы (ВБР) витковой изоляции $P_{\text{в.и.}}$ фазы статора, ВБР подшипникового узла обозначим $P_{\text{подш.}}$.

Предположим, что для сохранения симметрии магнитной системы двигателя после выхода из строя одной из фаз отключается фазная группа по 3 или 6 фаз двигатели и соответствующие плечи ПЧ, ВБР которых характеризуется надежностью силовых IGBT ключей (P_{IGBT}). Рассчитаем надежность соответствующих групп. Структурная схема надежности представлена на рис. 1 (а, б).



а) **б)**

Рис. 1 Структурная схема надежности фазной группы, содержащей 3 фазы системы ПЧ-МАД (а) и 6 фаз системы ПЧ-МАД (б)

$$P_{\text{ф.гр.3}} = \prod_{i=1}^{6} P_{IGBT\,i} \cdot \prod_{i=1}^{3} P_{\text{в.и.}\,i} = P_{IGBT}^{6} \cdot P_{\text{в.и.}}^{3} \; P_{\text{ф.гр.6}} = \prod_{i=1}^{12} P_{IGBT\,i} \cdot \prod_{i=1}^{6} P_{\text{в.и.}\,i} = P_{IGBT}^{12} \cdot P_{\text{в.и.}}^{6}$$

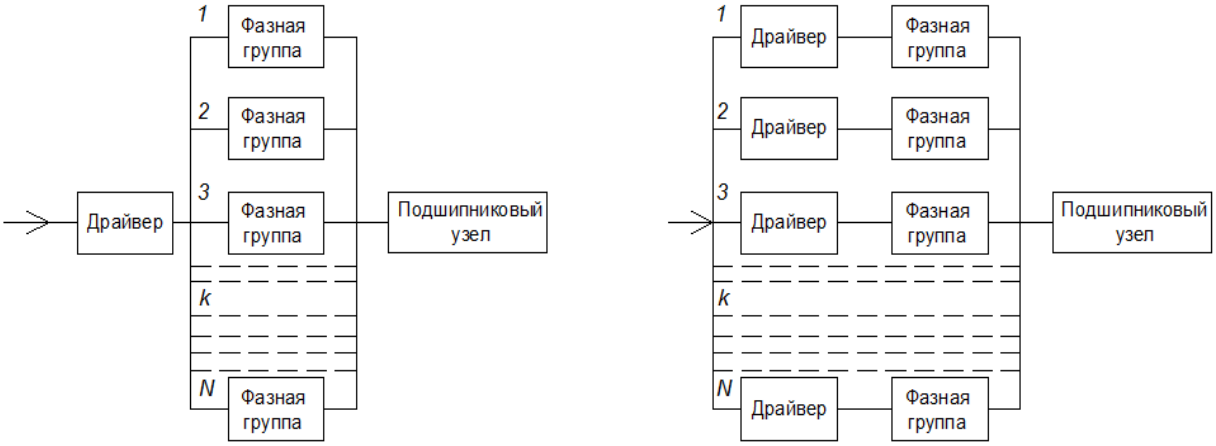
В общем случае получим:

$$P_{\text{ф.гр.F}} = \prod_{i=1}^{2\cdot F} P_{IGBT\,i} \cdot \prod_{i=1}^{F} P_{\text{в.и.}\,i} = P_{IGBT}^{2\cdot F} \cdot P_{\text{в.и.}}^{F}.$$

где F – количество фаз в фазной группе.

Таким образом, с ростом количества фаз в группе ВБР группы снижается. Однако без нарушения симметрии магнитного поля, создаваемого оставшимися в работе фазами, группу с числом фаз $F = 3$ можно отключать только в двигателях, где общее число фаз статора нечетное, кратное трем.

Рассчитаем надежность вариантов построения привода с общим драйвером для всех фазных групп преобразователя и с отдельными драйверами для каждой группы. ВБР драйвера обозначим P_{DRIVER}. Структурная схема надежности представлена на рис. 2 (а, б).



а) **б)**

Рис. 2 Структурная схема надежности системы ПЧ-МАД, управляемой общим драйвером (а) и отдельными драйверами для групп фаз (б)

$$P_{\text{вар.1}} = P_{DRIVER} \cdot \left(1 - (1 - P_{\text{ф.гр.F}})^{N}\right) \cdot P_{\text{подш.}}, \quad (1)$$

$$P_{\text{вар.2}} = \left(1 - (1 - P_{DRIVER} \cdot P_{\text{ф.гр.F}})^{N}\right) \cdot P_{\text{подш.}}, \quad (2)$$

где N – количество фазных групп.

Найдем соотношение ВБР двух вариантов, используя формулы 1 и 2, и обычного трехфазного привода с аналогичными показателями. С целью оценки примем $P_{\text{подш.}} = 0.95$, $P_{DRIVER} = 0.96$, $P_{\text{ф.гр.3}} = 0.97$, $N = 6$.

$$P_{\text{вар.1}} = 0.96 \cdot \left(1 - (1 - 0.97)^{6}\right) \cdot 0.95 = 0.9119$$

$$P_{\text{вар.2}} = \left(1 - (1 - 0.96 \cdot 0.97)^{6}\right) \cdot 0.95 = 0.949$$

$$P_{\text{вар.3}} = 0.96 \cdot 0.97 \cdot 0.95 = 0.8846$$

Максимальная ВБР наблюдается для варианта №2 с отдельным драйвером для каждой группы фаз.

Что касается стоимость многофазного преобразователя частоты, то в силу снижения величины тока в отдельных фазах вследствие увеличения их количества и использования слаботочных полупроводниковых компонентов, она не будет превышать стоимость ПЧ для трехфазного АД.

Из полученных результатов следует, что:

1. Увеличение количества фаз электропривода повышает его надежность.

2. Большую ВБР имеет двигатель, в котором в фазную группу входит наименьшее количество фаз.

3. Большую ВБР имеет электропривод, в котором для каждой группы фаз системы ПЧ-МАД предусмотрен отдельный управляющий драйвер.

4. Себестоимость преобразователя частоты с большим количеством фаз не превышает стоимость стандартного преобразователя частоты.

Во всех случаях внедрение многофазного частотно-регулируемого привода на предприятиях энергетического комплекса позволит увеличить экономическую эффективность производства, снизить износ оборудования и повысить надежность его работы.

Литература

1. Турчин Н.Я. Сооружение подстанций и электрической части станций. – М.,Л.: Госэнергоиздат, 1961. – 288 с.
2. Усов С.В., Михалев Б.Н., Черновец А.К. Электрическая часть электростанций / Под ред. С.В. Усова – Л.: Энергоатомиздат, 1987. – 616 с.
3. Лазарев Г.Б. Опыт и перспективы применения частотно-регулируемых асинхронных электроприводов в электроэнергетике России // Новости Приводной Техники. Газета для инженеров, 2003. №5. URL: http://www.privod-news.ru/may_03/25-3.htm. Дата обращения: 05.09.2013.
4. Сарханов Ю.В. Теоретические аспекты эффективности внедрения систем с частотно-регулируемыми приводами. Сайт «StepMotor. Шаговые двигатели. Мотор-редукторы» URL: http://stepmotor.ru/aspecti/. Дата обращения: 05.09.2013.
8. Сайт компании «КамЭнергоРемонт-Холдинг». URL: http://www.old.ker-holding.ru/index.php?page=index&lang_id=1&docid=16071&. Дата обращения: 05.09.2013.
6. Карандаев А.С., Корнилов Г.П. и др. Анализ надежности оборудования тепловой электростанции при внедрении преобразователей частоты // Вестник ЮУрГУ. – 2009. – № 34. – С. 16-22.
7. Сиротенко Б.Г. Электрические станции и подстанции. Часть 1. Учебное пособие. Севастополь: СНУЯЭиП, 2007. – 107 с.

УДК 621.316.1.017

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СМЕШАННЫХ ПЕРЕМЕННЫХ И ЭЛЕМЕНТОВ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЕЕ УПРАВЛЕНИЯ

В.С. Павлюков, С.В. Павлюков
Южно-Уральский государственный университет (НИУ), г. Челябинск

Введение. Управление электрическими системами (ЭС) в условиях модернизации и корпоративных отношений должно базироваться на современных техно-

логиях, отвечающих качественным решениям. Этим условиям будет соответствовать математическая модель, использующая смешанные режимные параметры с применением элементов искусственного интеллекта, что будет повышать управляемость ЭС на качественно новом уровне.

Цель и задачи. В работе предлагается развитие задачи моделирования режимов ЭС с целью совершенствования технологии управления ими как в условиях развитых информационных средств, так и частичного отсутствия их, не теряя качества управления. Исходя из указанной задачи в работе решены следующие вопросы:

– предложена математическая модель, использующая смешанные переменные, с помощью которой можно улучшить управление режимами ЭС;

– на основе применения элементов искусственного интеллекта разработан подход моделирования интегральной характеристики функций времени в зависимости от интервала их прогнозирования; – исследовано влияние функций активации для анализа точности работы нейросети при прогнозе функций времени.

Теоретическая часть. Математические модели для расчета параметров режимов электроэнергетических систем [1, 2], применение которых доминирует, базируются, в большинстве теоретических и практических разработок, на использовании узловых матриц $\mathbf{Y}$ или $\mathbf{Z}$. Указанные методы в качестве исходных данных используют детерминированные данные узловых нагрузок в виде векторов полных мощностей $\mathbf{s} = \left[\underline{s_i} \right]$ или токов $\mathbf{j} = \left[\underline{j_i} \right] (i = \overline{1,n},\ n$ – количество независимых узлов схемы ЭС). Современные технологические разработки должны базироваться на достоверных физических данных. Но из имеющейся текущей информации для расчетов режимов часть данных отслеживается измерительными системами с некоторым дискретным интервалом времени, другая – может отсутствовать. Элементы, не оснащенные современной измерительной аппаратурой, приводят к плохому контролю режимов или не в полном объеме наблюдаемости физических процессов в связях или узлах. Для таких узлов в [1, 2] информацию взаимствуют из статистических данных, используют номинальные параметры сети, применяют элементы эквивалентирования и другие приемы, что, как правило, оказывает отрицательный эффект на численные методы решения нелинейных систем уравнений, описывающих физическое состояние схемы ЭС. В общем случае, процесс оценивания свойств состояния требует применения сложных алгоритмов и достаточно развитой вычислительной техники[3].

В качестве альтернативного варианта предлагается подход, упоминавшийся в [4], базирующийся на модели представления установившегося режима ЭС со смешанными переменными, полученной на использовании узловых уравнений с матрицей $\mathbf{Y}$ собственных и взаимных проводимостей

$$\mathbf{Y}_{\Delta}\mathbf{U} = \mathbf{J} - \mathbf{M}diag\mathbf{Z}_{\mathbf{B}}^{-1}\mathbf{E}, \qquad (1)$$

где $_{\Delta}\mathbf{U} = \mathbf{U} - \mathbf{U_o}$ – вектор падения напряжения искомого вектора напряжений $\mathbf{U}$ относительно базисного напряжения $\mathbf{U_o}$; $\mathbf{M}$ – матрица соединений ветвей в узлах схемы; $diag\mathbf{Z}_{\mathbf{B}}^{-1}$ – инвертированная диагональная матрица ветвей схемы; $\mathbf{E}$ – вектор э.д.с. в ветвях схемы замещения, который может моделировать элементы продольно-поперечного (векторного) воздействия на режим электрической сети.

В зависимости от составляющей достоверности режимной информации в правой части, уравнение (1) при условии $\mathbf{E}=0$ (в более простом варианте) можно преобразовать к блочному виду

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{\alpha\alpha} & \mathbf{Y}_{\alpha\beta} \\ \mathbf{Y}_{\beta\alpha} & \mathbf{Y}_{\beta\beta} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} {}_{\Delta}\mathbf{U}_{\alpha} \\ {}_{\Delta}\mathbf{U}_{\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{\alpha} \\ \mathbf{J}_{\beta} \end{bmatrix} \tag{2}$$

и далее рассмотреть преобразования матричного уравнения (2) в алгебраической форме

$$\begin{cases} \mathbf{Y}_{\alpha\alpha}\,{}_{\Delta}\mathbf{U}_{\alpha} + \mathbf{Y}_{\alpha\beta}\Delta\mathbf{U}_{\beta} = \mathbf{J}_{\alpha}, \\ \mathbf{Y}_{\beta\alpha}\,{}_{\Delta}\mathbf{U}_{\alpha} + \mathbf{Y}_{\beta\beta}\Delta\mathbf{U}_{\beta} = \mathbf{J}_{\beta}. \end{cases} \tag{3}$$

Допустим, что на момент времени *t* режимные параметры с индексом $\alpha - \mathbf{J}_{\alpha}$ наблюдаемы, то есть, оперативно контролируемые, с индексом $\boldsymbol{\beta}-$ параметры достоверно неизвестны. Опустив промежуточные операции преобразования уравнений (3), получим следующую систему уравнений с вектором неизвестных смешанных или комбинированных режимных переменных

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{\alpha\alpha} - \mathbf{Y}_{\alpha\beta}\mathbf{Y}_{\beta\beta}^{-1}\mathbf{Y}_{\beta\alpha} & \mathbf{Y}_{\alpha\beta}\mathbf{Y}_{\beta\beta}^{-1} \\ -\mathbf{Y}_{\beta\beta}^{-1}\mathbf{Y}_{\beta\alpha} & \mathbf{Y}_{\beta\beta}^{-1} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} {}_{\Lambda}\mathbf{U}_{\alpha} \\ \mathbf{J}_{\beta} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{J}_{\alpha} \\ {}_{\Lambda}\mathbf{U}_{\beta} \end{bmatrix}. \tag{4}$$

Работоспособность данной модели для анализа управляемости ЭС была апробирована на тестовой схеме замещения с пятью узлами и семью ветвями одного уровня напряжений 110 кВ. Предварительно работал специальный алгоритм приведения подблока $\mathbf{Y}_{\beta\beta}$ в уравнении (3) к диагональной форме. Количество итераций при использовании одношагового итерационного метода[5] без учета влияния элементов релаксации для определения неизвестных (4) с погрешностью $\varepsilon_{\mathbf{J}} = 0,01$ потребовалось пять. Такой подход показывает, что можно опустить емкие контролирующие операции и связанные с ними громоздкие алгоритмы, такие как формирование баланса полных мощностей по границам схемы замещения для узлов или линий связи с ненаблюдаемыми режимными параметрами. Однако расширение зоны внедрение в ЭС новых средств информации повысит управляемость ее и позволит выполнять контроль за физическими процессами в реальном времени на основе подхода (4).

В процессе модернизации и реструктуирования отрасли возник вопрос, который требует расчетов с упреждением на малые интервалы времени *T* (сутки, часы, доли часов…). Указанный вопрос разрешается с использованием громоздких математических моделей, таких как, рядов Эйлера-Фурье, Вольтера, вероятностных моделей стационарного Марковского процесса, факторного моделирования и др. Однако данный вопрос можно решить с использованием элементов искусственного интеллекта, таких как Multiple layer perceptron–MLP[6] или многослойных нейронных сетей. Разработка нейронной сети зависит от типа задачи и ее сложности. Решаемый вопрос иллюстрируется примером прогноза среднего вектора-функций графиков полных мощностей

$$\mathbf{s}(t) = \left[s_i(t) \right] = \left[p_i(t) + jq_i(t) \right], \quad (5)$$

для которых зависимости компонент рассматриваются в виде произведений $p_i(t) = p_i f_i^{\,p}(t)$, $q_i(t) = q_i f_i^{\,q}(t)$ средних значений активных p_i, реактивных q_i мощностей и соответствующих функций $f_i^{\,p}(t)$, $f_i^{\,q}(t)$, математические ожидания, каждой из которых за период времени T равны единице. Процесс обучения (5), не раскрывая подробно его сути, представляет итерационный характер, во время которого нейроны скрытого слоя, связанного с входом, получают комбинированные сигналы, моделируемых следующим уравнением

$$ner_j^k = \sum_{j=1}^{mb} w_{jib}^k pow_{ib}, \quad (6)$$

где w_{jib}^k – весовые коэффициенты связей нейронов с ячейками входных сигналов сети; $k = \overline{1, sl}$, sl – количество скрыты слоев сети; $j = \overline{1, mb}$, mb – число нейронов в скрытом слое; pow_{ib} – сигналы входа, $ib = \overline{1, nb}$ – количество ячеек ввода сети. К сигналам (6) добавляются сигналы $ec^k(cm)$ источников смещения: $nc^k(cm) = wc^k(cm) \cdot ec^k(cm)$, $cm = \overline{1, kc}$, kc – количество связей с k слоем сети. Комбинированный сигналы слоя активируются с помощью специальных функций, например, $f(x) = 1 \Big/ \left(1 + e^{(-x)}\right)$. После прямого прохода сигналов по сети проверяется ее реакция на ошибку. Ошибка работы сети исследуется согласно методу наименьших квадратов по выражению $err = 0,5\left(O_{ut} - out_1\right)^2$. Правильная реакция сети задается параметром O_{ut}. Реальное состояние выхода сети – out_1. Если результат не удовлетворяет решаемому вопросу, то для уточнения или дальнейшего обучения нейронной сети применяют специальные приемы, например, алгоритм Backpropagation algorithm – обратного распространения ошибки. Функции данного алгоритма будут представлять обратный ход текущей итерации или эпохи [6]. Также были исследованы результаты работы сети с другими активационными функциями в режиме обучения: $f(x) = th(x)$; $f(x) = e^x \Big/ \left(1 + e^x\right)$; $f(x) = 1 \Big/ \left(1 + x^2\right)$. Тестирующий пример показал адекватность модели нейронной сети получением максимально близкого желаемого результата. При прогнозировании среднесуточной нагрузки узлов погрешность не превышала 1,86%.

Выводы. Представлена математическая модель(4), позволяющая повысить наблюдаемость и управляемость режимами ЭС в условиях частично отсутствующей режимной информации.

Актуальность предложенного подхода заключается и в том, что, при моделировании функций времени, громоздкие методы указанные выше, заменены моделями, использующими элементы искусственного интеллекта, свободных от трудоемких операций вычисления, применение которых в различных областях науки и техники активно развивается.

Предложенный подход может быть использован, как элемент, при разработке интеллектуальных способов управления режимами ЭС.

Литература

1. Арзамасцев Д.А., Липес А.В. Снижение технологического расхода энергии в электрических сетях. – М.: Высшая школа, 1989. – 127 с.
2. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М.: ООО «Издательский дом Альянс», 2009. – 592 с.
3. Зыбин Е.Ю., Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н. Минимальная параметризация решений линейных матричных уравнений // Современные методы управления многосвязными системами под ред. А.А. Красовского. Вып.2. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – С. 191-202.
4. Павлюков В.С., Хусаинов Ш.Н. Использование некоторых форм уравнений многополюсника для расчета установившихся режимов больших электроэнергети-ческих систем // Автоматизация энергосистем и энергоустановок промышленных предприятий. Сб. научных трудов ЧПИ, Челябинск., 1978. – № 213. – С. 70-72.
5. Вержбицкий В.М. Численные методы(математический анализ и обыкновенные дифференциальные уравнения). – М.: Высшая школа, 2001. – 384 с.
6. Хайкин С. Нейронные сети: полный курс. – М.: ИД Вильямс, 2006. – 1104 с.

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)

ВОПРОСЫ РАЗМЕЩЕНИЯ БЫСТРОДЕЙСТВУЮЩИХ УСТРОЙСТВ РЕГУЛИРОВАНИЯ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

А.В. Паздерин, С.А. Солодянкин
Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина,
Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Урала, г. Екатеринбург

Снижение суммарных затрат покупателей электрической энергии, а также обеспечение требуемых показателей надежности являются одними из приоритетных направлений развития электроэнергетических систем (ЭЭС). При этом, в энергетически развитых странах мира интерес электроэнергетических компаний все чаще сводится к ликвидации проблемных мест в ЭЭС посредством внедрения устройств, позволяющих наиболее комплексно оптимизировать режимы работы электрической сети. Такими устройствами являются устройства на основе технологий гибких систем передачи переменного тока (ГСППТ), позволяющие в режиме реального времени гибко менять характеристики электропередачи с целью регулирования режимов работы электрической сети сразу по нескольким критериям: пропускная способность, уровень технологических потерь, устойчивость, распределение перетоков активной и реактивной мощности, качество электроэнергии и т.д. [1]. Кроме того, внедрение таких устройств как ГСППТ способно привести в ряде схемно-режимных ситуаций к снижению объемов либо исключению необходимости реализации управляющих воздействий от устройств противоаварийной автоматики (ПА).

В настоящее время, для решения задачи выбора мест размещения, типа и мощности устройств ГСППТ в отечественной и зарубежной практике применяются следующие основные подходы.

Подход, связанный с анализом стоимостной функции в нормальном режиме.

$$C_{итог} = \Delta C(P_Г) - C_{ГСППТ} \to \max, \quad (1)$$

где $C_{итог}$ – функция итоговой стоимости [руб], включающая разницу в стоимости генерации после и до установки устройств ГСППТ $\Delta C(P_Г)$[руб], а также инвестиционные затраты на устройства ГСППТ $C_{ГСППТ}$ [руб].

В связи с тем, что срок окупаемости силового оборудования в электроэнергетики исчисляется годами, то вышеуказанная функция рассчитывается в рамках периода от 1 года и больше.

Инвестиционные затраты на вновь вводимые устройства ГСППТ определяются следующим выражением:

$$C_{ГСППТ} = (A \times S^2 - B \times S \ + D) \times S \quad (2)$$

где S – мощность устройств ГСППТ [МВА]; A, B, D – коэффициенты.

При этом стоимость генерации будет определяться выражением:

$$C(P_Г) = B(P_Г) \times Ц_{топ} = (\alpha_0 \times P_Г^2 + \alpha_1 \times P_Г + \alpha_2) \times Ц_{топ} \quad (3)$$

где $B(P_Г)$ – расход топлива электростанций [т.у.т.], $P_Г$ – генерация активной мощности электростанций [МВт]; $Ц_{топ}$ – стоимость топлива [руб/т.у.т.]; α_0, α_1, α_2 – коэффициенты.

На функцию (1) накладываются ограничения в рассматриваемом электроэнергетическом режиме для уровней напряжения в узлах электрической сети и перетоков мощности по линиям электропередачи.

При внедрении устройств ГСППТ несмотря на увеличение составляющей $C_{ГСППТ}$, за счет снижения потерь активной мощности в электросетевом комплексе, а также обеспечения возможности загрузки более экономичных станций (в результате увеличения максимально допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях) происходит уменьшение стоимости генерации $C(P_Г)$.

Подход, основанный на анализе нормативных возмущений.

Главная задача – обеспечить требуемый уровень надёжности во всех возможных схемно-режимных ситуациях. Данный подход основан на расчёте ряда установившихся и переходных электроэнергетических режимов. Одно из ключевых требований – необходимость обеспечения устойчивости при проектировании при отключении сетевого элемента 110 - 500 кВ основными защитами в результате однофазного короткого замыкания с успешным и неуспешным АПВ без применения ПА [2].

Основные недостатки вышерассмотренных подходов следующие. В первом подходе максимум стоимостной функции определяется только в нормальном режиме для исходной схемы электрической сети без анализа различных вариантов ремонтных схем. Второй подход ориентирован только на обеспечение требуемой надёжности в послеаварийном режиме, при этом, большую часть времени режим работы энергосистемы – нормальный, и необходимо обеспечивать его экономичность [3].

Подход, разработанный авторами данной статьи, лишён вышеуказанных недостатков.

Подход, основанный на достижении максимального энергетического эффекта при требуемом уровне надёжности, сводится к реализации следующей разработанной методики выбора типа, мест размещения и мощности устройств ГСППТ:

Рассматривается электрическая сеть с классом напряжения 110 - 500 кВ. Основная исходная информация: потребление электроэнергии и мощности в ЭЭС (в том числе прогноз на перспективу), значения перетоков активной и реактивной мощности, значения уровней напряжения в узлах и топология электрической сети, статистика ремонтов за год и планы строительства влияющего сетевого и генерирующего оборудования, узловые цены электроэнергии.

Производится расчёт установившихся режимов, динамической устойчивости для нормальных и ремонтных схем электрической сети. На основании выполненных расчётов в зависимости от проблемы в энергосистеме определяется тип устройства. Например: для ликвидации токовой перегрузки может быть рассмотрен объединенный регулятор перетока мощности, тиристорный управляемый продольный компенсатор и т.д. [4].

Выбор мест размещения и мощности устройств ГСППТ осуществляется с использованием генетического алгоритма (ГА), в основе которого лежит нижепредставленная стоимостная функции для среднегодового перспективного электроэнергетического режима:

$$F = (I_1 - I_2) \times t \times \left[\Delta P_{12} \times (1 - \sum_{k=1}^{x} (w_k \times \tau_k + T_k)) + \Delta P_{12p} \times \sum_{k=1}^{x} (w_k \times \tau_k + T_k) \right] -$$

$$S_{уст} \times C + I \times t_1 \times \left[\Delta P_{П} \times (1 - \sum_{k=1}^{x} (w_k \times \tau_k + T_k)) + \Delta P_{Пр} \times \sum_{k=1}^{x} (w_k \times \tau_k + T_k) \right] \rightarrow \quad (4)$$

$$\rightarrow \max,$$

где I_1, I_2 – среднегодовая цена электроэнергии в первой и второй частях энергосистемы [руб/МВтч]; I – узловая цена электроэнергии в рассматриваемой части энергосистемы [руб/МВтч]; t – время передачи мощности из более дешевой в более дорогую часть энергосистемы [ч]; t_1 – время для которого оценивается величина потерь [ч]; x – размерность выборки ремонтных схем; ΔP_{12} – в нормальной схеме электрической сети увеличение максимально допустимого перетока (МДП) активной мощности между рассматриваемыми частями энергосистемы [МВт]; $\Delta P_{П}$ – в нормальной схеме электрической сети снижение потерь активной мощности за счет установки устройств ГСППТ [МВт]; ΔP_{12p} – в ремонтной схеме электрической сети увеличение МДП активной мощности между рассматриваемыми частями энергосистемы [МВт]; $\Delta P_{Пр}$ – в ремонтной схеме электрической сети снижение потерь активной мощности за счет установки устройств ГСППТ [МВт]; w_k – поток отказов *k*-го влияющего (на величину МДП или потерь активной мощности в ЭЭС) элемента (сетевого или генерирующего) [1/год]; τ_k – длительность восстановления *k*-го влияющего элемента [год]; T_k – среднегодовая длительность ремонтов *k*-го влияющего элемента; $S_{уст}$ – установленная мощность устройств ГСППТ [МВА]; C – удельная стоимость устройств ГСППТ [руб/МВт].

Вышеописанная задача относится к классу дискретных, поэтому решается методом перебора и для минимизации трудозатрат требует применения упорядоченных методов.

Задача оптимального расположения устройств ГСППТ в ЭЭС требует поиска установленной мощности устройств и мест их размещения.

В случае применения ГА, каждый из вышеуказанных двух параметров будет определяться соответствующим геном особи. На основе величин МДП для нормальной и ремонтных схем производится расчет целевой функции (4) и определяются наиболее экономически выгодные варианты («наиболее жизнеспособные гены»).

В целях минимизации объема расчетного процесса вводится понятие «Относительного прироста эффективности установки устройств ГСППТ» в *i*-ом узле, которое определяется следующим образом:

$$\varepsilon_i = \frac{F}{S_{ГСППТ}}, \quad (5)$$

где F – значение функции (4) после установке устройства ГСППТ в *i*-ом узле [руб]; $S_{ГСППТ}$ – мощность устройства ГСППТ в *i*-ом узле [МВА].

Таким образом, относительный прирост эффективности установки устройств ГСППТ (ε_i) показывает, на сколько изменяется стоимостная функция F после установки устройства ГСППТ мощностью 1 МВА в *i*-ом узле. Т.е. чем больше ε_i, тем более эффективен данный узел для установки устройств ГСППТ. Поиск оптимального размещения устройств ГСППТ осуществляется по траектории с наибольшими узловыми относительными приростами эффективности установки устройств ГСППТ.

Конечным результатом ГА является выбор наилучшей хромосомы (установленная мощность устройств ГСППТ | места размещения устройств ГСППТ), которая будет обеспечивать максимальную энергоэффективность в нормальной и ремонтных схемах электрической сети. Для обеспечения максимальной надёжности необходимо выполнить проверку полученного результата для нормативных возмущений определенных требованиями Методических указаний по устойчивости [2] в наиболее тяжёлом электроэнергетическом режиме (зимних или летних максимальных нагрузок), что может привести к снижению стоимостной функции (4) и увеличению мощности устройств ГСППТ.

Необходимое условие выбора типа, мощности и мест размещения устройств ГСППТ: обеспечение допустимости наиболее тяжелого перспективного послеаварийного режима при наибольшем среднегодовом энергетическом эффекте.

Литература

1. Hingorani N.G. High Power Electronics and Flexible AC Transmission Sys tem // IEEE Transactions on Power Systems. 1988. pp. 3-4.
2. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены приказом Минэнерго России от 30.06.2003 №277. – 14 с.
3. Паздерин А.В., Черных И.В., Солодянкин С.А. Составляющие эффективности внедрения статических синхронных компенсаторов в электрических сетях // Электрические станции №11. – 2012. – С. 34-39.
4. K. Vijayakumar, Dr. R. P. Kumudinidevi. A new method for optimal location of FACTS cotrollers using genetic algorithm // Journal of Theoretical and Applied Information Technology. – 2005. – 2007. – pp. 1-6.

УДК 621.311.22(07)

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ АСТРАХАНСКОЙ ПАРОГАЗОВОЙ УСТАНОВКИ 110 МВТ

О.В. Пастухов
Филиал ОАО «Системный оператор единой энергетической системы» «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Юга», г. Пятигорск

Парогазовые теплоэнергетические установки (ПГУ) получают все большее распространение как в зарубежных странах, так и в России. Данные установки уже в настоящее время обеспечивают энергетический КПД от 50 % и выше с хорошей перспективой повышения в ближайшее десятилетие до 60 %. Очевидно, что будущее «большой» и промышленной энергетики основано на развитие генерирующих мощностей, строительстве современных высокоэффективных электростанции с применением парогазовых технологий [1-3].

В Южном Федеральном округе одна из нескольких парогазовых установок, введённых в эксплуатацию в 2011 – это энергетический блок Астраханской ПГУ-110 МВт, предназначенный для производства электроэнергии и тепла в базовом режиме работы, с установленной электрической мощностью 110 МВт, тепловой мощностью 66 Гкал/час и коэффициентом полезного действия 50 %. В ее составе две газотурбинные установки, каждая мощностью 44,65 МВт и одна паровая турбина 20,7 МВт. В качестве основного и резервного топлива используется природный газ с давлением 4,65±0,14 (кг/м^3).

Принципиальная тепловая схема бинарной ПГУ-110 с основными параметрами рабочих тел приведена на рис. 1.

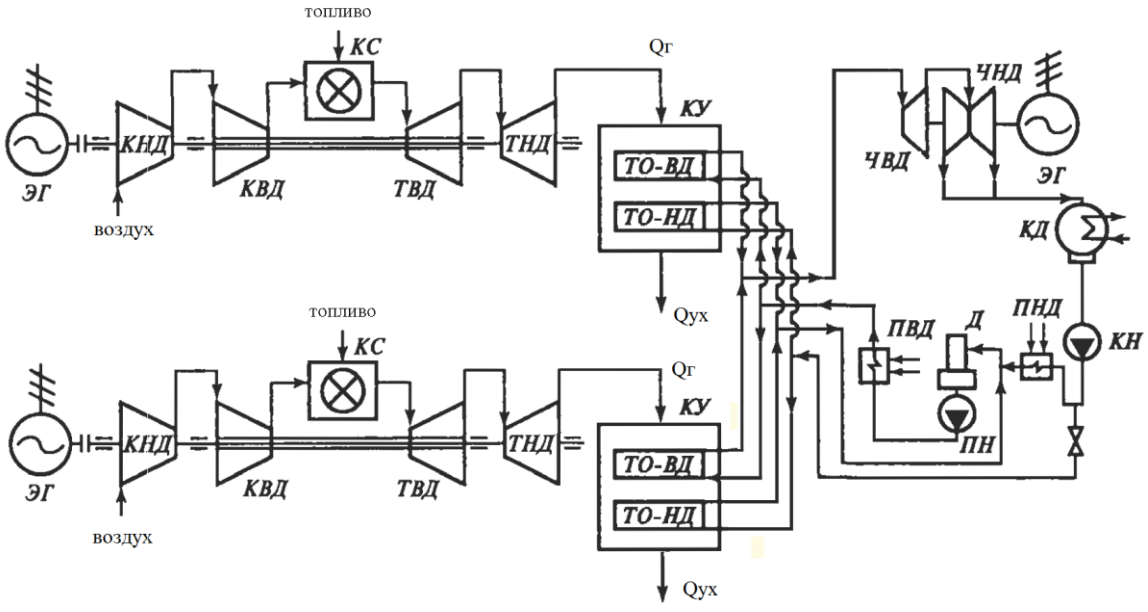


Рис.1. Принципиальная тепловая схема ПГУ-110

КНД – компрессор низкого давления; КВД – компрессор высокого давления; КС – камера сгорания ГТУ; ТНД – турбина низкого давления; ТВД – турбина высокого давления; КУ – котел-утилизатор; ТО-НД – теплообменник низкого давления; ТО-ВД – теплообменник высокого давления; ПНД – подогреватель низкого давления; ПВД – подогреватель высокого давления; КД – конденсатор; КН – конденсатный насос; ПН – питательный насос; Д – деаэратор; ЧНД – часть низкого давления; ЧВД – часть высокого давления
$Q_г$ – теплота газов; $Q_{ух}$ – теплота уходящих газов

Состав основного оборудования установки ПГУ-110.

1. Газотурбинные установки типа LM 6000 (2 единицы) производства компании «General Electric» в комплекте с генераторами типа BDAX7-290ERJT (2 единицы) производства компании «BRUSH».

Параметры ГТУ LM 6000 на различных режимах работы приведены в табл. 1.

Таблица 1

Параметр	Холостой ход	Синхронизированный ход	Максимальная мощность
Электрическая мощность, МВт	0	0	41,5-43,3
Расход топлива, кг/ч	998-1043	1996-2086	8618-9072
Температура на входе в КНД, °С	14	9	9
Давление на входе КНД, кПа	99,4	100,3	100,7
Температура на входе в КВД, °С	38-49	71-82	96-107
Частота вращения КВД, об/мин	7500-7700	8300-8600	10225-10425
Частота вращения ТНД, об/мин	2300-2600	3595-3605	3595-3605
Давление на выходе КВД, кПа	545-572	958-986	3041-3137
Температура на выходе КВД, °С	236-247	327-338	532-539
Давление на входе ТНД, кПа	152-179	255-283	689-758
Температура на входе ТНД, °С	443-466	538-571	832-866,7

2. Котлы – утилизаторы паровые Steam Gentм 8 типа КГТ-44/4,6-435-13/0,5-210 (2 единицы), производства ЗАО «Энергомаш» (г. Белгород).

Основные технические характеристики котла на номинальном режиме работы ПГУ-110 в зависимости от температуры окружающего воздуха приведены в табл. 2.

Таблица 2

Наименование параметра	Значение				
Температура наружного воздуха, ^{o}С	-23	-6,7	-1,2	+15	+30
Нагрузка ГТУ, %	100				
Температура газов на входе в котел, ^{o}С	436	445,7	448,5	455,2	464,9
Температура газов на выходе из котла, ^{o}С	101	100	99	95,4	95
Расход газов кг/сек	139,9	138,5	137,3	131,7	121,1

3. Стационарная теплофикационная паровая турбина Т-14/23-4,5/0,18 (1 единица) с регулируемым отопительным отбором пара производства ОАО «Калужский турбинный завод» (г. Калуга), с генератором типа ТТК-25-2УЗ-П производства ЗАО «Нефтестальконструкция». Турбина предназначена для непосредственного привода электрического генератора переменного тока и выполнена по схеме двух давлений: пара контура высокого давления (КВД) и промежуточного ввода пара из контура низкого давления (КНД) от котла утилизатора двух давлений.

Основные параметры и характеристики конденсационной паровой турбины на разных режимах указаны в табл. 3.

Таблица 3

Наименование	Гарантийные режимы		Режим максимальной мощности
	режим теплофикационный	режим конденсационный	
Электрическая мощность турбины, МВт	14,7	22,7	23,8
Расход пара через ЧНД, т/ч	10	113	117
Абсолютное давление пара за турбиной, кПа	3,5	15	15,1
Расход охлаждающей воды, $м^3$/ч	4600	4600	4600
Температура охлаждающей воды, ^oC	20	30	30
Удельный расход пара кг/кВт·ч	6,0	-	-
Удельный расход теплоты, кДж/кВт·ч	-	14834	14697

Для эффективного использования активной мощности паровой турбины, участником оптового рынка по согласованию с Филиалом ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга принято решение произвести отглушку теплофикационного отбора и перемаркировать паровую турбину из Т-14/23-4,5/0,18 в конденсационную турбину К-23 на основании фактического запаса мощности турбины.

Также, в связи с засушливым климатом Астраханской области и аномально высокими температурами окружающего воздуха свыше 40 ^oC в летний период, принято решение оснастить газотурбинные установки системой повышенной мощности «Sprint».

Работа данной системы основана на распыле деминерализованной воды через специальные форсунки с целью увеличения массового расхода воздуха, проходящего через компрессор, при работе в период высоких температур наружного воздуха.

По результату модернизации ПГУ-110 проведены тепловые испытания для определения установленной мощности и предельного объема поставки мощности. На основании проведённых испытаний получены фактические данные, и на основании этих данных проведены соответствующие расчёты для увеличения эффективности парогазовой установки.

Основные расчётные данные, полученные до и после модернизации и проведении испытаний ПГУ-110, указаны в табл. 4.

Таблица 4

№ п/п	Наименование оборудования	Технические характеристики до проведений испытаний		Технические характеристики после поведений испытаний			
		номинальная мощность, МВт	КПД, %	номинальная мощность, МВт	КПД, %	максимальная мощность, МВт	КПД, %
1	ПГУ	110	50	117	52,4	120,6	54,1
2	ГТУ-1	44,65	21	47	21,7	49,2	22,4
3	ГТУ-2	44,65	21	47	21,8	47,5	22,5
4	ПТ	20,7	8	23	8,9	23,9	9,2

На рис. 2,3 приведены вычисленные авторам энергетические КПД-брутто, как общепринятый показатель эффективности установки в случае не учёта её собственных нужд, для номинальных режимов при различных температурах окружающего воздуха $t_{окр}$. Рис. 2 содержит информацию по ПГУ-110 с установленной мощностью 110 МВт до проведения модернизации и тепловых испытаний. Можно констатировать, что эти КПД практически не зависят от температуры наружного воздуха при постоянной мощности установки. Хотя для энергетического КПД $\eta_{эн}$ по расчетным данным для ПГУ-110 имеется определенная зависимость $N_{ПГУ}$ от $t_{окр}$, а следовательно – и для $\eta_{эн}$ от $t_{окр}$, при переменной мощности ПГУ при разных температурах воздуха.

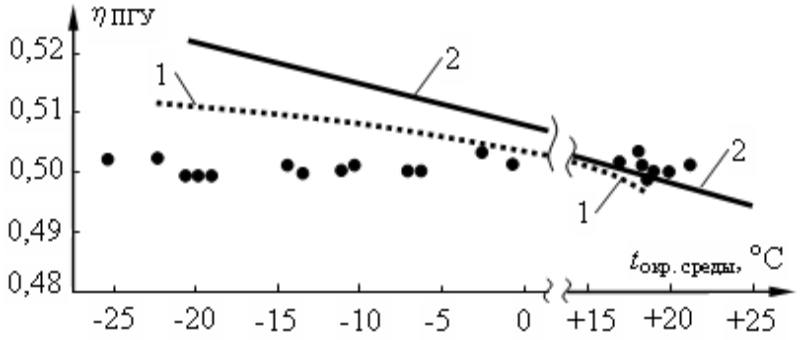


Рис. 2. Энергетический КПД-брутто парогазовой установки ПГУ-110 до проведение модернизации при различных температурах воздуха (точки);
1, 2 – расчетные данные по источникам [2, 3]

Полезно оценить эффективность работы ПГУ по энергетическому КПД при выдаче активной мощности, в летний и зимний периоды её работы, после модернизации и проведении тепловых испытаний (рис. 3). Теплота сгорания топлива (природный газ) составляла: в летний период – 34056 кДж/м^3, в зимний – 34186 кДж/м^3.

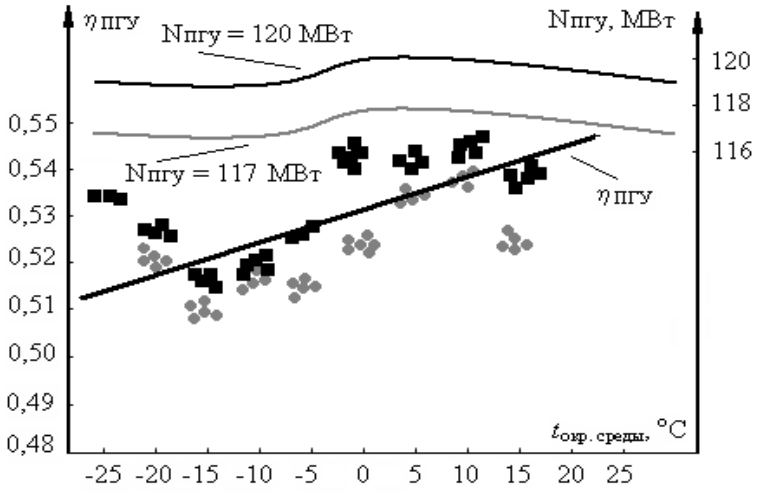


Рис. 3. Энергетический КПД-брутто парогазовой установки ПГУ-110 после проведение модернизации при различных температурах воздуха (точки *N*пгу =117 МВт, квадраты *N*пгу =120)

Из рис. 3 видно, что в пределах температур окружающего воздуха от -25 ^{0}С до +5 ^{0}С параметры работы ПГУ-110 (электрическая мощность ПГУ, КПД-брутто) незначительно меняются в сторону увеличения. И только после +5 ^{0}С параметры начинают существенно изменяться в сторону увеличения КПД – брутто.

Таким образом, внедрение новых технологий, а именно установка заглушки на теплофикационный отбор пара, применение системы «Sprint» в газовых установках и эффективная методика расчёта КПД – брутто, позволило существенно увеличить мощность ПГУ: номинальную до 117 МВт, максимальную до 120 МВт. КПД – брутто также изменился в сторону увеличения и на данный момент составляет 54 процента, что соответствует и даже превосходит современным требованиям парогазовых установок.

Литература

1. Ильин Р.А., Ильин А.К., Иванов В.А. Эксергетические характеристики отечественных и зарубежных газотурбинных установок // Вестн. Астрахан. гос. техн. ун-та. Сер.: Морская техника и технология. – 2010. – Вып.1. – С. 105-109.
2. Ильин Р.А. Комплексная термодинамическая оценка эффективности теплоэнергетических установок. – М.: МНИЭУ(МЭИ), УМО вузов РФ по образованию в области энергетики и электротехники. Тип. «Новая линия», Астрахань. – 2011. – 80 с.
3. Цанев С.В., Буров В.А., Ремезов А.Н. Газотурбинные и парогазовые установки тепловых электростанций. – М.: Изд-во МЭИ, 2006. – 584 с

УДК 620.93

ТРИГЕНЕРАЦИЯ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ

С.В. Патрин, А.В. Колмаков, Н.М. Онипченко
Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Востока, г. Хабаровск,
ИА ОАО «СО ЕЭС», г. Москва

В составе Единой энергетической системы России по состоянию на конец 2012 г. насчитывалось более 1200 электростанций суммарной установленной мощностью 222,9 ГВт. Из них около 68% составляют тепловые электростанции, из которых почти половина – теплоэлектроцентрали, производственный цикл которых ориентирован на совместное производство тепловой и электрической энергии. В условиях холодных зим с необходимостью центрального отопления, сформированного в значительной мере как раз на тепле, выдаваемом ТЭЦ, такая схема производства электроэнергии является оправданной.

Однако в последние годы даже в средней полосе России, не говоря уже про южные регионы, в летние месяцы отмечается аномальная жара, так называемый период экстремально высоких температур, который накладывает свой отпечаток на традиционное представление об энергетическом производстве. Для энергетиков этот период характеризуется одновременным резким изменением двух факторов:

- С одной стороны происходит существенный рост потребления мощности;
- С другой – отмечается повсеместное снижение располагаемой мощности тепловых электростанций в связи с ростом величины ограничений установленной мощности, особенно станций осуществляющих отпуск тепла потребителям с паром или горячей водой.

Решить задачу прохождения летних максимумов – значит скомпенсировать влияния двух разнонаправленных факторов: повысить располагаемую мощность тепловых электростанций и снизить потребление мощности.

Очевидно, что рост потребления летом обусловлен постоянно растущими затратами электроэнергии на кондиционирование помещений и выработку холода для прочих нужд. В настоящий момент практически 100% используемых для этих целей приборов работают за счет компрессоров, имеющих существенную потребляемую мощность. Таким образом, надо найти альтернативу традиционным кондиционерам.

Что касается повышения располагаемой мощности станций, то проведя анализ структуры летних ограничений, можно выделить основные направления на этом пути:

- Первое – это восстановление и реконструкция изношенных систем технического водоснабжения станций (СТВ), что неизбежно столкнется с необходимостью огромных капиталовложений;
- Второе – увеличение выработки электроэнергии по тепловому циклу, с вытекающим отсюда снижением нагрузки на СТВ.

В решении поставленных задач, нам должна помочь концепция, объединяющая традиционное энергетическое производство с еще одной составляющей – холодом. Речь идет о тригенерации, представляющей из себя комбинированное производство электричества, тепла и холода.

Для практической реализации идеи тригенерации достаточно в схему обычной когенерационной электростанции интегрировать охладительную абсорбционную установку (АБХМ), которая производит холод за счет утилизации отработанного в турбине пара, а не за счет потребления электроэнергии, как в обычном компрессионном кондиционере.

Основным преимуществом такой организации энергетического производства является оптимизация времени использования установки в течение года: работая «ровным графиком» на производство электроэнергии, станция дополнительно, в зависимости от нужд потребителей снабжает их теплом в холодное время года и холодом летом. Такая оптимальная круглогодичная загрузка способствует повышению эффективности установки, которая в среднем за год может достигать 80 и более процентов, в то время как среднегодовая эффективность когенерационной станции за счет провала теплофикационной выработки в летний период не превышает 50%.

Как уже говорилось, для того, что бы из обычной ТЭЦ сделать тригенерационную станцию в ее тепловую схему необходимо интегрировать абсорбционную холодильную машину, которая в зависимости от потребностей может быть различного типа и исполнения. АБХМ бывают прямого и косвенного нагрева, одно, двух и трехступенчатые. В зависимости от количества ступеней изменяется холодильный коэффициент, который определяется как отношение холодопроизводительности

установки к затратам тепловой энергии и меняется от 0,6 для одноступенчатых до 1,6 для трехступенчатых АБХМ. В машинах прямого нагрева источником тепла выступает топливо, сжигаемое непосредственно в установке. В машинах же непрямого нагрева используется пар или другой теплоноситель, посредством которого тепло переносится от другого источника. По типу хладагента АБХМ делятся на бромистолитиевые и аммиачные.

В основе работы АБХМ лежат принципы термодинамики, а охлаждение рабочей среды происходит за счет резкого снижения температуры хладагента при его испарении в условиях вакуума.

Возможное практическое применение холода от тригенерационной станции на сегодня очень широко: это и кондиционирование бытовых помещений и торговых комплексов (где кроме кондиционирования помещений огромного объема есть необходимость поддержания температурного режима в витринах), и склады со скоропортящейся или требующей определенных температурных режимов продукцией, и даже серьезные промышленные производства, такие как нефтегазовая, химическая, пищевая и другие виды промышленности.

Толчком к широкому распространению АБХМ в настоящее время должны послужить мероприятия, обусловленные исполнением Федерального закона от N 417-ФЗ 07.12.2011, которым были внесены дополнения в ФЗ «О теплоснабжении» и где говорится о том, что:

- с 1 января 2022 года использование централизованных открытых систем теплоснабжения для нужд горячего водоснабжения будет запрещено.

Таким образом, все теплосети круглогодично будут находиться в режиме циркуляции, а в условиях того, что на сегодня немалая часть городов РФ имеет открытую систему теплоснабжения, силами муниципалитетов неизбежно будут возводиться водо-водяные бойлерные, предназначенные для нагрева воды для целей ГВС в границах своего района, где и целесообразно будет установить АБХМ, для использования в них тепла сетевой воды. Если же схема нагрева воды уже есть в домовых тепловых пунктах можно расположить АБХМ там.

Если говорить о применении тригенерации в промышленности, то можно выделить два способа установки АБХМ:

1. При относительно небольшой удаленности объекта потребления холода и стабильной существенной величине его потребления (при условии, что хладагентом будет вода с температурой 5-6 ^{0}C), установка АБХМ на основе бромида лития целесообразна на площадке действующей станции с прокладкой собственной отдельной хладотрассы.

2. Если же предприятие – потребитель холода находится на значительном расстоянии от источника тепла, то АБХМ целесообразно установить на его территории, при этом выбор типа АБХМ будет обусловлен необходимым температурным режимом: при 5-6 ^{0}C – это будет машина на основе бромида лития, а при потребности в отрицательных температурах – аммиачная. И в том и в другом случае будет использоваться тепло отпускаемого от ТЭЦ пара промышленных параметров либо сетевой воды.

Оценим экономическую эффективность АБХМ.

Таблица 1

Сравнение экономической эффективности хладоустановок, USD

	Парокомпрессионная установка	АБХМ
Капитальные затраты на установку	530 000	172 500
Эксплуатационные затраты в летний период	100 000	59 000

Таким образом за пятилетний период с учетом капитальных затрат экономия от эксплуатации АБХМ составит более 18 млн. рублей.

При этом тепловая электростанция, получившая в летний период лишь одного потребителя тепловой энергии, сможет увеличить свою располагаемую мощность на 0,5 МВт. При условии же повсеместного внедрения данной технологии и соответствующего увеличения отпуска тепловой энергии в летний период, электростанции, которые еще вчера были вынуждены снижать свою располагаемую мощность и работать в неэкономичном конденсационном режиме, смогут полностью избавиться от ограничений и осуществлять выработку электроэнергии по тепловому циклу.

Подводя итоги проделанной работы, можно с уверенностью сказать, что, приложив совместные усилия, собственники оборудования, потребители и муниципальные власти способны разрядить напряженную ситуацию, которая складывается в энергетической отрасли в летние месяцы на протяжении последних нескольких лет. Максимально используя преимущества, которые предоставляет концепция тригенерации, можно получить:

1. Увеличение располагаемой мощности и регулировочного диапазона электростанций;
2. Повышение эффективности работы ТЭЦ в летний период за счет увеличения тепловой выработки;
3. Снижение потребления мощности в ПЭВТ.
4. Возможность использования сэкономленной электрической мощности для подключения новых потребителей;
5. Сокращение затрат потребителей на кондиционирование;
6. Улучшение внешнего вида фасадов зданий;

Улучшение экологической ситуации в связи с сокращением использования фреонов в качестве хладагента.

УДК 735.267

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ПОМОЩЬЮ АВТОНОМНЫХ ВЕТРОДИЗЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК

Ф.В. Синев
Самарский государственный технический университет

Особенностями энергоснабжения сельскохозяйственных потребителей электрической и тепловой энергии являются малая мощность, удаленность от цен-

трализованного энергоснабжения и применение автономных источников энергии, работающих на привозном топливе, в частности дизельных электростанций (ДЭС). Ограниченные запасы топлива и постоянный рост затрат на его использование создают определенные сложности при энергоснабжении, которое должно быть надежным, качественным и экономичным.

Ветроэнергетические установки (ВЭУ) являются наиболее привлекательным решением подобных энергетических проблем. Они не загрязняет окружающую среду и не зависят от топлива. По сравнению с ископаемыми ресурсами ветер – мощный естественный источник энергии, который постоянно доступен практически в любой стране мира и не зависит от колебаний цен на топливо. Также мощным стимулом для развития ветровой энергетики является необходимость принятия срочных мер по предотвращению дальнейшего изменения климата.

В климатических условиях Самарской области наибольшую экономическую целесообразность имеет применение комбинированных установок, сочетающих ДЭС и ВЭУ в качестве автономного источника электроэнергии в южных и восточных районах области, где среднегодовая скорость ветра составляет 5-7 м\с. Кроме того, эти районы характеризуются низкой плотностью населения на больших, слабо освоенных в промышленном отношении территориях, в результате чего, стоимость доставки энергоресурса в этой местности превышает его себестоимость.

В настоящее время наиболее актуальным направлением развития ветроэнергетики в Самарской области является разработка комбинированных ветродизельных установок (ВДУ) для снабжения электрической и тепловой энергией объектов социальной и образовательной инфраструктуры небольших поселков и деревень. Как показали наши наблюдения, наибольшая эффективность ВДУ наблюдается в зимний период, когда появляется естественная необходимость в значительном количестве тепла, а так же характерно увеличение ветроэнергетического потенциала.

Кроме того, при использовании энергии ветра для теплоснабжения предъявляются невысокие требования к качеству электроэнергии, вырабатываемой ВДУ. Важно лишь, чтобы её количество было достаточно для покрытия тепловой нагрузки. Это приводит к максимальному упрощению конструкции ВДУ (т.к. нет необходимости в использовании аккумуляторных батарей (АБ) и инвертора), снижению общей стоимости и повышению надежности.

В летний период, когда потребности в теплоснабжении значительно снижаются, ВДУ работает как автономный источник электроэнергии для бытовых нужд. Однако здесь возникают проблемы связанные с утилизацией этой энергии из-за несовпадения графиков нагрузки потребителей и ветровых условий. Как правило, утилизация электроэнергии происходит с помощью АБ, но это не решает задачу полностью – зарядный ток аккумулятора ограничен, поэтому мы предлагаем повышать энергоэффективность ВДУ с помощью применения управляющего балласта.

Управление мощностью балласта осуществляется с помощью полупроводниковых регуляторов, построенных по принципу фазового регулирования. В качестве балластной нагрузки можно использовать электронагревательные элементы, обеспечивающие потребителя горячей водой. Также для повышения энергоэффективности ВДУ необходимо правильно выбрать тип генератора. В современной литературе представлены, как правило, типовые схемы ВДУ большой и средней

мощности, где используются генераторы с электромагнитным возбуждением или возбуждением от постоянных магнитов [1]. В нашем случае, мы исследовали энергоэффективность применения ВДУ в небольших населенных пунктах Самарской области, где мощность генератора не превышает 17 кВт, и работа всей установки происходит в условиях случайной скорости ветра и случайного характера изменения сопротивления нагрузки.

Проведенные нами исследования и компьютерное моделирование показало, что наиболее оптимальным для такого случая, является выбор генератора на постоянных магнитах, который прост по конструкции, надежен и не требует дополнительного питания со стороны обмотки возбуждения. Отсутствие трансформатора и редуктора улучшает массогабаритные показатели системы, а применение буферной аккумуляторной батареи достаточной емкости, постоянно подсоединенной к нагрузке, обеспечивает более стабильное напряжение ВДУ в условиях случайных колебаний скорости ветра и мощности нагрузки.

При оценке экономической эффективности и срока окупаемости ВДУ в условиях Самарской области были сделаны следующие выводы:

1. При использовании ВДУ по двум направлениям – для тепло- и электроснабжения, средний срок окупаемости составляет 5 лет;

2. Применение ВЭУ малой и средней мощности (до 15-17 кВт) экономически эффективно при скоростях ветра 4-7 м\с;

3. В условиях степной и лесостепной зоны удаленных и малонаселенных районов Самарской области ветроэнергетика является оптимальным источником возобновляемой электроэнергии.

Таким образом, перспективы использования в Самарской области энергии ветра как источника снабжения автономного потребителя электрической и тепловой энергией имеют большой потенциал.

Литература

1. Лукутин Б.В. Энергоэффективные управляемые генераторы для ветроэлектростанций / Б.В. Лукутин, Е.Б. Шандарова, А.И. Муравлев // Известия вузов. Сер. Электромеханика. – 2008. – № 6. – С. 63-66.

УДК: 621.311(082)

АДАПТИВНЫЕ СИСТЕМЫ ОТКЛЮЧЕНИЯ НАГРУЗКИ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОТИВОАВАРИЙНОГО УПРАВЛЕНИЯ

Д.Г. Слипенчук, А.Н. Дадонов
Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги, г. Самара

Оснащение объектов электроэнергетики устройствами противоаварийной автоматики (далее – ПА) является одним из вариантов увеличения пропускной способности электрической сети [1]. Применительно к электрическим сетям дефицитных энергорайонов, такой ПА являются локальные автоматики ограничения пере-

грузки оборудования (АОПО) и комплексы ПА, одно из управляющих воздействий (далее – УВ) которых представляет собой отключение нагрузки. В рамках данной статьи рассматриваются предложения по выполнению настройки последних.

Неравномерность графика потребления электрической мощности от времени усложняет процесс настройки комплексов ПА. Это обусловлено необходимостью обеспечения требуемой эффективности УВ на отключение нагрузки в минимальных режимах потребления электрической энергии, что определяет необходимость превентивного учета данного фактора при настройке ПА и, как следствие, увеличения объема мощности отключаемых потребителей. Действие ПА при такой настройке может быть избыточным и привести к излишнему отключению потребителей, что снижает общие показатели надежности электроснабжения [2].

Существует несколько решений вышеобозначенной проблемы. Данные решения предполагают использование в качестве исходных данных параметров текущего режима работы энергосистемы.

Одним из таких решений является применение алгоритмов с использованием фактических замеров мощности в местах реализации УВ. Имея в распоряжении актуальную информацию о потреблении в соответствующих узлах энергосистемы возможен набор необходимого объема отключения нагрузки простым сложением показаний средств телемеханики (рис. 1).

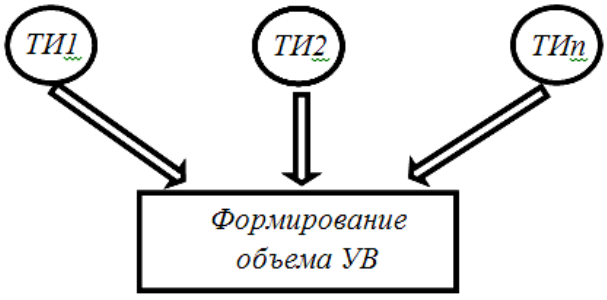


Рис. 1. Формирование объема УВ на отключение нагрузки в случае использования фактических замеров мощности

При этом при выборе отключаемых потребителей может быть предложен следующий алгоритм. Значения телеизмерений о фактических величинах нагрузок отдельных потребителей ранжируются от наибольшего к наименьшему. Затем значения суммируются «сверху-вниз» до момента превышения формируемым объемом отключения нагрузки заданного комплексом ПА объема УВ. После чего, полученный объем корректируется посредством вычитания нагрузок потребителей снова «сверху-вниз». Таким образом, предложенный алгоритм иллюстрирует возможность использования рассматриваемого метода, позволяющего избежать излишнего отключения потребителей.

Следует отметить, что для организации метода с использованием фактических замеров мощностей в первую очередь необходимо наличие систем связи для передачи телеметрической информации. Ввиду ряда технических сложностей организации передачи телеметрической информации с удаленных подстанций, а также высокой стоимости сооружения и дальнейшей эксплуатации данных систем можно предположить, что развитие подобных методов не найдет широкого применения.

Другим решением является реализация алгоритмов работы комплексов ПА с использованием косвенных методов расчета объемов отключаемой нагрузки. Пример реализации одного из таких методов приведен ниже.

Метод основополагается на выявленных по результатам проведения контрольных измерений потокораспределения закономерностях между объемами УВ и потреблением электроэнергии.

На рис. 2 показаны диаграммы зависимостей «наполняемости» ступеней отключения нагрузки от величины потребления в течение суток. При этом кривые 1, 2, *n* иллюстрируют реальное изменение параметров. Имея такие зависимости, становится возможным построение усредненной характеристики – основы рассматриваемого алгоритма (кривая 3).

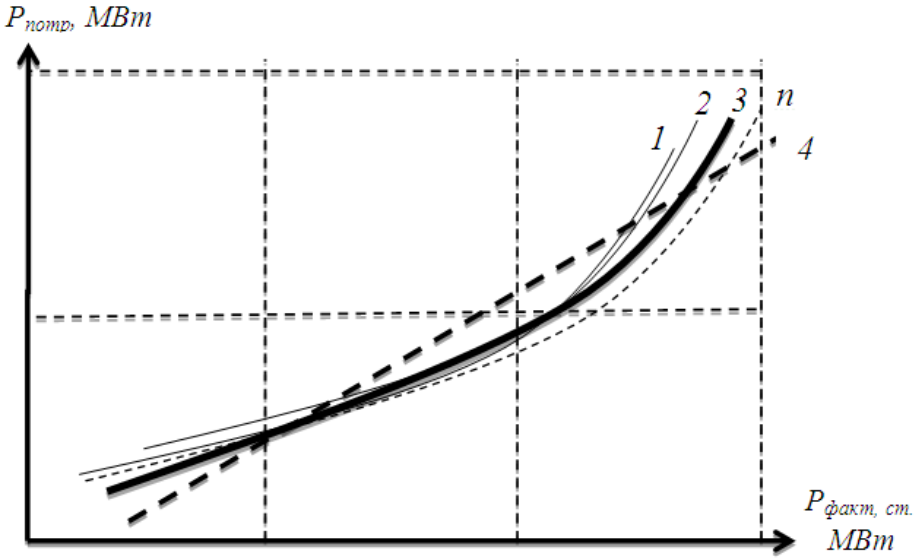


Рис. 2. Зависимость «наполняемости» ступеней отключения нагрузки от мощности потребления в районе

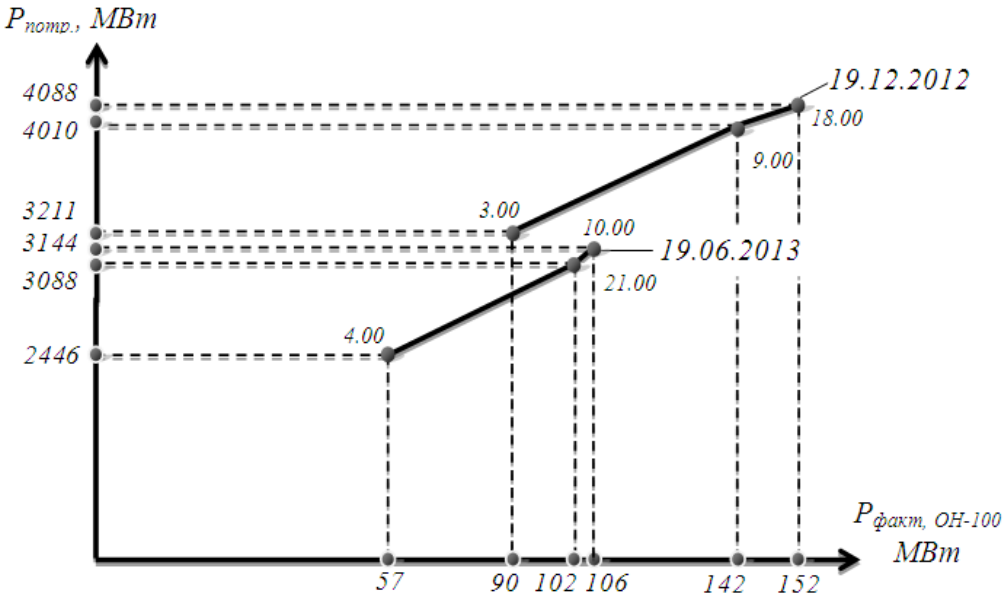


Рис. 3. Зависимость «наполняемости» ступени ОН-100 отключения нагрузки от мощности потребления республики Татарстан согласно данным контрольных замеров (19.12.2012, 19.06.2013)

Анализ данных контрольных измерений потокораспределения по операционной зоне РДУ Татарстана (рис. 3) показал, что в частных случаях допустима линеаризация усредненной характеристики (прямая 4 на рис. 2). В таком случае, фактический объем отключения нагрузки одной ступени будет определяться исходя из выражения 1:

$$P_{\text{факт.уср. ст}} = a * P_{\text{факт.потр}} + b, \quad (1)$$

где *a, b* – коэффициенты, описывающие линейную зависимость «наполняемости» ступени от фактического потребления электроэнергии; $P_{\text{факт.потр}}$ – фактическое значение мощности потребления района.

Тогда общий объем отключения нагрузки можно определить следующим образом:

$$P_{\text{факт.откл}} = k * P_{\text{факт.откл.ст}}, \quad (2)$$

где *k* – расчетное количество ступеней, необходимое для реализации управляющего воздействия.

Количество ступеней *k* определяется комплексом ПА с помощью адаптивного алгоритма:

$$k = \frac{P_{\text{УВ}}}{P_{\text{факт.откл.ст}} * (a * P_{\text{факт.потр}} + b)}. \quad (3)$$

Из выражения 3 следует, что с увеличением дискретизации ступеней уменьшается общее отклонение объема отключения нагрузки и объема УВ комплекса ПА ($P_{УВ}$). При этом, максимальное значение такого отклонения равно половине объема заведенной под одну ступень мощности ($P_{\text{факт.откл.ст}}$) в режимах максимального потребления электроэнергии. Данный метод удобен в энергосистемах с известным характером изменения нагрузки и является более приемлемым точки зрения организации систем телеизмерений.

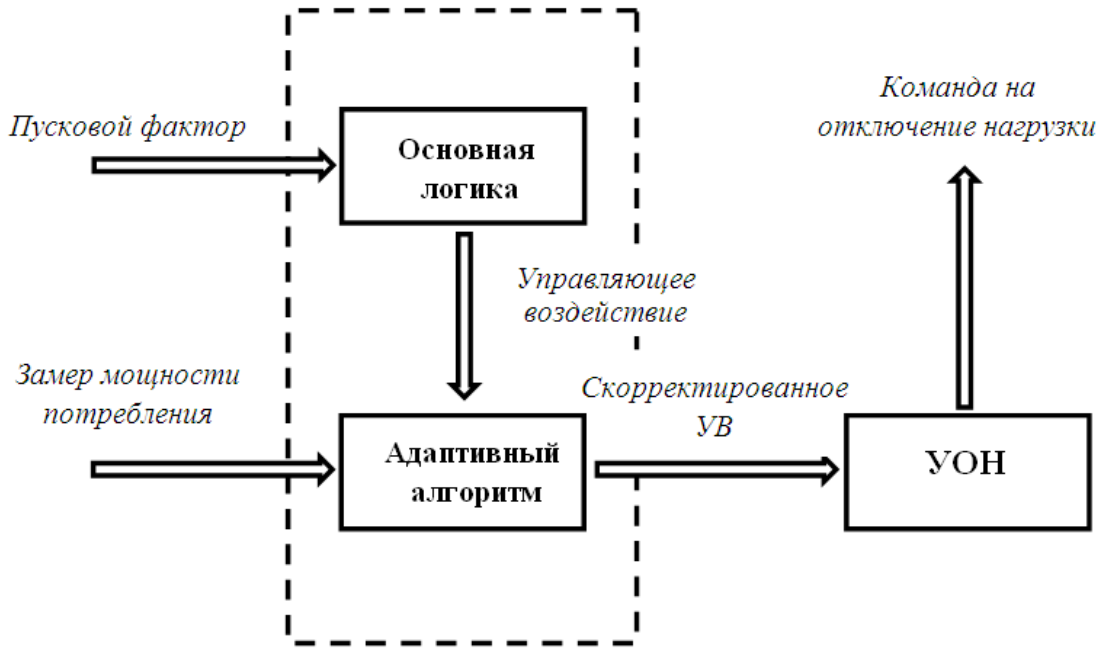


Рис. 4. Принципиальная схема работы устройства ПА с адаптивным алгоритмом отключения нагрузки

Принципиальная схема работы комплекса ПА с адаптивным алгоритмом отключения нагрузки представлена на рис. 4. Пусковой фактор обрабатывается основной логикой, в результате чего формируется первоначальное УВ. Затем данное УВ корректируется в блоке с адаптивным алгоритмом уже с учетом реального потребления электроэнергии в контролируемом энергорайоне. Скорректированное УВ подается на устройство отключения нагрузки (УОН), реализующее данную команду.

В данной статьи рассмотрены два различных метода реализации адаптивных систем отключения нагрузки. Анализ данных методов показывает, что процесс выбора метода адаптивности сложно унифицировать ввиду уникальности свойств каждой энергосистемы. При создании подобных систем ПА выбор метода необходимо осуществлять индивидуально.

Создание алгоритмов работы комплексов ПА позволяющих исключить зависимость объема отключаемой нагрузки от суточных, недельных, сезонных графиков нагрузки позволит создавать более гибкие и надежные системы ПА отключения нагрузки, что увеличит эффективность противоаварийного управления в целом.

Литература

1. Методические указания по устойчивости энергосистем. – М.: Изда-во НЦ ЭНАС, 2004.
2. Гуревич Ю.Е., Либова Л.Е., Окин А.А. Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах. – М.: Изда-во Энергоатомиздат, 1190.

УДК 621.315.176

ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ЛЭП

Д.В. Сухорутченко, В.Ф. Кравченко
Южно-Российский государственный политехнический университет
им. М.И. Платов (НПИ), г. Новочеркасск

В связи с существенным увеличение стоимости строительства новых высоковольтных линий электропередачи возрастает роль повышения пропускной способности существующих и вновь сооружаемых ВЛ. Становится экономически выгодным увеличивать передаваемую по линии мощность вплоть до ограничения по нагреву за счет применения различных устройств.

Пропускная способность линий 220-750 кВ ограничивается нагревом проводов и устойчивостью электропередачи. Причем с увеличением длины линий второй фактор (устойчивость) определяется предел передаваемой мощности. Известно, что передаваемая по линии без потерь активная мощность (АМ) и потребляемая по ее концам реактивная мощность (РМ) в зависимости от угла передачи *d* определяется как:

$$P = \frac{U_1 U_2}{X_л} \sin\delta;\ Q_1 = \frac{U_1(U_1 - U_2\cos\delta)}{X_л};\ Q_2 = \frac{U_2(U_2 - U_1\cos\delta)}{X_л}, \quad (1)$$

где U_1, U_2 – напряжения в начале и конце линии; $X_л$ – индуктивное сопротивление линии; d – угол между векторами U_1, U_2.

Ограничения передаваемой мощности P_0 вызваны необходимостью обеспечить статическую устойчивость в нормальном режиме с коэффициентом запаса по передаваемой мощности:

$$K_{Рзап} = \frac{P_{ПР} - P_0}{P_0} 100\% > 20\%, \qquad (2)$$

где предельная мощность

$$P_{ПР} = \frac{U_1 \cdot U_2}{X_л} \text{ при } \delta = \pi / 2.$$

Также нужно обеспечить динамическую устойчивость в аварийном режиме и передачу требуемой мощности по ЛЭП в послеаварийном режиме с запасом $К_{Рзап} \geq 8\%$.

Как следует из выражения (1), предел передаваемой мощности $Р_{ПР}$ длинных ВЛ может быть увеличен за счет снижения сопротивления линии путем:

- деления линии на части при установке в середине линии статического тиристорного компенсатора реактивной мощности (СТК). Существенное повышение пропускной способности ЛЭП происходит в диапазоне углов $90^o < d \leq 180^o$ или в так называемой зоне искусственной устойчивости, в которой аварийное отключение СТК может привести к потере устойчивости электропередачи;
- введения в линию устройства продольной компенсации (ПК) с емкостным сопротивлением X_C. Кроме повышения пропускной способности линии, ПК позволяет перераспределять мощность между параллельными линиями электропередачи за счет изменения сопротивления ВЛ.

Для перераспределения мощности между параллельными связями неодинаковой длины, а так же разных классов напряжений применяют фазоповоротные устройства (ФПУ). Все эти устройства являются классическими и изменяют передаваемую по линии мощность, воздействуя на одни из трех параметров: СТК – на напряжение, ПК – на сопротивление линии, а ФПУ – на угол передачи.

ГИБКИЕ ПЕРЕДАЮЩИЕ СИСТЕМЫ ПЕРЕМЕННОГО ТОКА

Устройства на основе современной силовой электроники, созданные для управления работой электропередачи, способны одновременно воздействовать на три указанных выше параметра (U, $X_Л$, d), что повышает эффективность и обеспечивает гибкое управление режимами энергосистем. Такие технологии за рубежом называют FACTS (гибкие передающие системы переменного тока).

Их применение в электрических сетях Федеральной сетевой компании (ФСК) позволит решить следующие актуальные задачи:

- обеспечение выдачи вводимых в эксплуатацию мощностей электростанций и надежного подключения новых нагрузок потребителей;
- повышение управляемости потоками мощности в процессе передачи электроэнергии между энергорайонами;
- усиление межсистемных связей и реализация системных эффектов;
- реализация проектов по экспорту электроэнергии.

Однако надежность работы энергосистем определяется балансами АМ и РМ в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах. Переход из одного состояния в другое требует применения для соблюдения указанных балансов в темпе процессов быстродействующих устройств, которые могут быть созданы только на основе силовой электроники.

Усовершенствованная полупроводниковая технология открыла в начале 90-х годов прошлого века путь к изготовлению запираемых (GTO и GCT) тиристоров, мощных транзисторов (IGBT) и быстродействующих диодов, шкала параметров которых охватывает напряжения от 2500 до 6000 В, а отключаемые токи от 1500 до 4000 А. Новая элементная база дала возможность приступить к созданию нового класса преобразователей – преобразователей напряжения и различных статических устройств на их основе (СТАТКОМ, параллельно-последовательный регулятор мощности, линии и вставки постоянного тока с новыми качествами, сеть постоянно-переменного тока, широкополосные активные и гибридные фильтры, фликер-компенсаторы и др.).

ПАРАЛЛЕЛЬНЫЙ СТАТИЧЕСКИЙ КОМПЕНСАТОР РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ (СТАТКОМ)

СТАТКОМ – новейшее устройство технологии FACTS, содержит полностью управляемые приборы силовой электроники.

СТАТКОМ – предназначен для регулирования реактивной мощности в широких пределах (±100%), обладает высоким быстродействием, малым содержанием высших гармоник, малыми габаритами, может использоваться в любых электрических сетях.

В реальных схемах СТАТКОМа в качестве источника постоянного напряжения U_d используется конденсаторная батарея C_d, напряжение на которой изменяется кратковременным переводом ПН в выпрямительный или инверторный режим. Вследствие этого в токе I_d появляется постоянная составляющая, заряжающая или разряжающая емкость батареи.

К статическим устройствам технологии FACTS относятся также:

1) объединенный последовательно-параллельный регулятор потоков мощности (ОРПМ), с помощью которого можно регулировать величину напряжения, фазовый угол и величину сопротивления линии;

2) вставка постоянного тока на основе СТАТКОМов (ВПТН), отличительной особенностью которого является возможность помимо передачи активной мощности, регулировать реактивную мощность, как генерировать так и потреблять. Также ВПТН:

- не требуется установка дополнительных источников реактивной мощности;
- имеет высокое быстродействие;
- есть возможность объединения с энергосистемой малой мощности, вплоть до питания автономной нагрузки.

Таким образом, применение преобразователей напряжения в качестве управляемого элемента электрических сетей переменного тока, передач и вставок

постоянного тока и комбинированных систем постоянно-переменного тока открывает новые технологические возможности ведения режимов энергосистем по активной и реактивной мощности.

Литература

1. Кравцов Ю.А. Реальные перспективы альтернативной энергетики // Наука и инновации. Научно-практический журнал. – 2008. – №5 (63). – С. 10-14.
2. Шакарян Ю.Г. Управляемые (гибкие) системы передачи переменного тока 2010 г.
3. Кочкин В.И. Новые технологии повышения пропускной способности ЛЭП // Новости электротехники. Информационно-справочное издание. – 2007. – № 4(46) http://www.news.elteh.ru/arh/2007/46/07.php

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)

ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРОМОБИЛЕЙ В ПРОЦЕССЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

А.С. Тавлинцев, М.Е. Шорикова, С.В. Юферев
Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина
Уральский энергетический институт, город Екатеринбург

С появлением на рынке личного электрического транспорта всё больше водителей автомобилям с двигателями внутреннего сгорания предпочитает электромобилям. В статье [1] рассмотрены причины их выбора: в основном, он объясняется более высокой экологичностью автомобилей, оснащённых электромотором, а так же простотой их технического обслуживания, большим межсервисный пробег и значительно более высоким КПД по сравнению с двигателем внутреннего сгорания.

При массовом использовании индивидуального электрического транспорта возникает возможность перегрузки распределительных электрических сетей. [1] В момент зарядки автомобиля от бытовой сети увеличивается риск ухудшения качества электроснабжения и возникновения локальных аварий в сети.

Одной из самых проблем на сегодняшний день является проблема неравномерности графика нагрузки на энергетическую систему: наличие пиковых часов, а так же минимумов потребления электроэнергии [2]. Неравномерность нагрузки, в свою очередь, может стать причиной снижения качества электроснабжения потребителей.

Анализ на основе расчёта корреляционной зависимости между загруженностью дорог и потреблением электрической энергии показал, что максимальный коэффициент корреляции (1), равный 0,8427, соответствует временному сдвигу в полчаса между максимумом электропотребления и максимумом движения автомобилей на дорогах.

$$r_{xy} = \frac{cov_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} = \frac{\sum(X - \bar{X})(Y - \bar{Y})}{\sqrt{\sum(X - \bar{X})^2 (Y - \bar{Y})^2}} \quad (1)$$

На рис. 1 приведено сравнение уровней потребления электрической энергии при внедрении 10% электромобилей, 50 % и 100 % от общего числа транспортных средств автопарка мегаполиса при условии использования станций медленной зарядки [4].

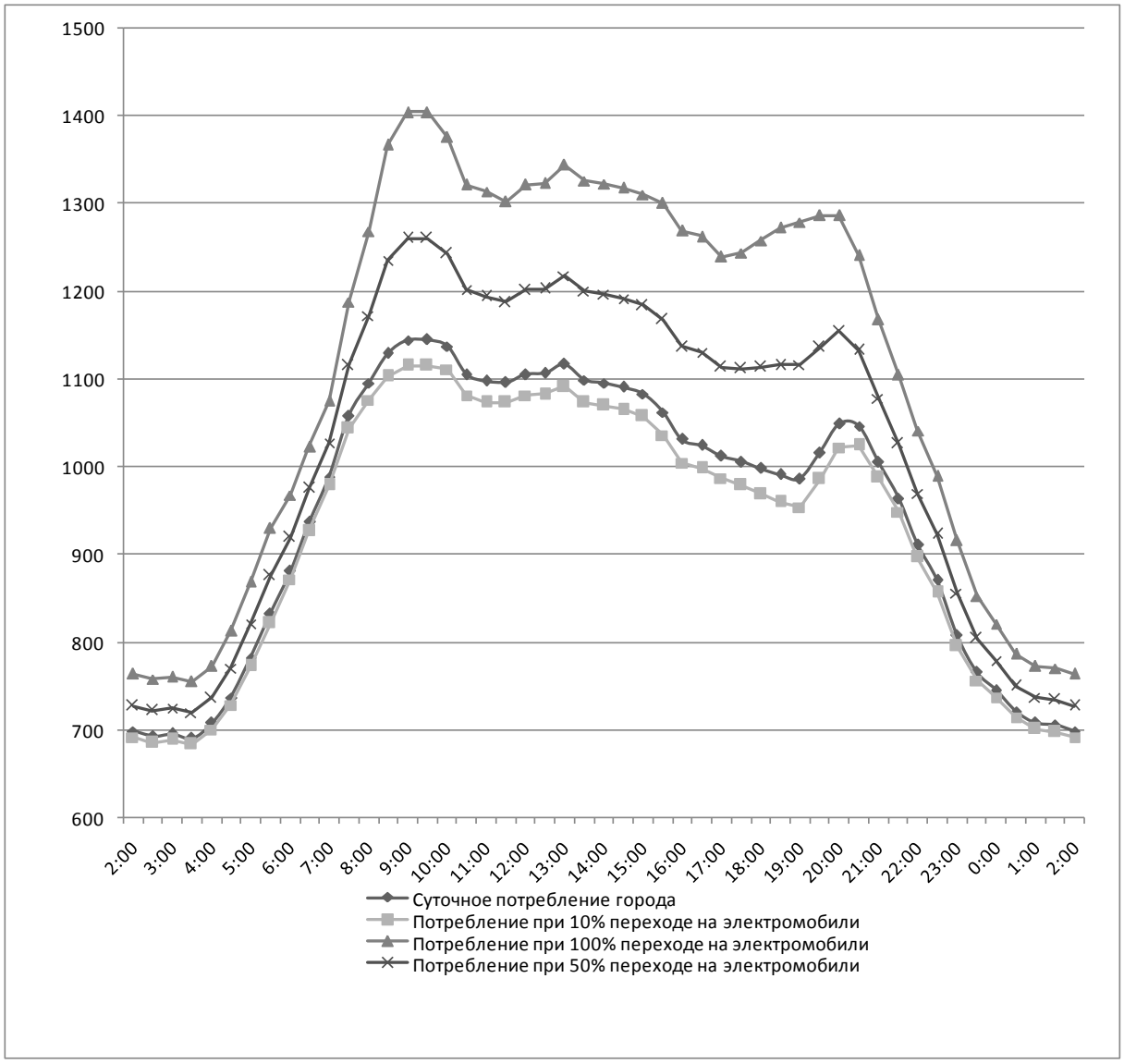


Рис. 1. Сравнение уровней электропотребления при использовании разного количества электромобилей

Расчёт увеличения электропотребления был проведён на примере города Екатеринбурга для электромобилей с ёмкостью аккумулятора 120 кВт*ч и запасом хода 100 км. Если допустить, что средний пробег автомобиля в России составляет 16700 км, а расход электроэнергии – 0,20 кВт/ч, то средний суточный пробег автомобиля составляет (2):

$$L_{сут.} = \frac{L_{год}}{365} = \frac{16\,700}{365} = 45{,}75 \text{ км}, \quad (2)$$

где $L_{сут.}$ – средний суточный пробег автомобиля, $L_{год}$ – средний годовой пробег автомобиля.

Использование станций медленной зарядки подразумевает, что владельцы электромобилей будут заряжать их аккумуляторы два раза в сутки: утром, по приезду на работу, и вечером, после последнего перемещения. При подсчёте каждый электромобиль учитывался дважды, но с половинным временем зарядки. Время полной зарядки аккумулятора электромобиля составляет 8 часов, однако в общей сложности за день электромобиль, в среднем, преодолевает расстояние, составляющее половину от своего запаса хода, и в сутки нуждается лишь в четырёхчасовой зарядке.

При массовом использовании электромобилей и появлении инфраструктуры для их "заправки" значительно возрастёт нагрузка на энергосистему, и разница между максимумом и минимумом электропотребления увеличится. [3] В свою очередь, это приведёт к увеличению потерь энергии, возрастанию рисков перегрузки и выходу из строя сетевого оборудования и линий электропередачи, а также снизит экономическую эффективность работы генерирующего оборудования. Возрастание количества электромобилей может привести к необходимости увеличения пропускной способности распределительных сетей и установленной мощности генерирующего оборудования. Всё это потребует значительных инвестиций в строительство дополнительных генерирующих установок и линий электропередачи, что будет ограничивать развитие электромобилей и инфраструктуры зарядных станций для них. Сглаживание суточного графика электропотребления может снизить потребность реорганизации существующей сети. Для его осуществления возможно применение следующих мер [1].

- Увеличивать стоимость энергии для зарядки автомобиля в часы максимума и снижать её в часы минимума.
- В часы максимума электропотребления увеличивать стоимость зарядки аккумуляторных батарей электромобилей с ростом скорости, а соответственно и мощности зарядки (при этом у водителя должен быть выбор скорости зарядки).

Автомобили, оснащённые электромотором и аккумуляторной батареей, могут быть активными элементами энергосистемы, участвующими в распределении электроэнергии вследствие того, что около 90% времени они находятся на парковках, где их можно подключать к электросети. Большое количество личного электротранспорта и зарядных станций для его обслуживания делает возможным создание распределённой аккумуляторной сети. Это потребует разработки нормативно-правовой базы, необходимой для регулирования отношений владельцев электромобилей, собственников зарядных станций и энергосбытовых компаний. [1] Кроме того, необходима дополнительная мотивация автовладельцев с целью привлечения к участию в программе, подразумевающее такое использование электрического автотранспорта. Например, это может быть осуществлено с помощью продажи электромобилей по сниженной цене при условии заключения контракта с собственниками сети зарядных станций, подразумевающее использование оговариваемого процента заряда аккумуляторной батареи в буферном режиме с целью выравнивания графика нагрузки на энергетическую систему. При этом система взаимодействия владельцев электромобилей, собственников зарядных станций и поставщиков электрической энергии будет выглядеть так, как показано на рис. 2.

Рис. 2. Схема отношений автовладельцев, зарядных станций и электросбытовой компании

Внедрение электромобилей в энергосистему как активных участников процесса распределения электроэнергии позволит сделать суточный график электропотребления более равномерным, что, в свою очередь, за счёт снижения максимумов и увеличения минимумов потребления, позволит сократить инвестиции в строительство дополнительных ЛЭП и генерирующего оборудования.

Литература

1. Кокин С.Е., Паздерин А.В., Пивень В.В., Тавлинцев А.С., Шорикова М.Е., Юферев С.В. Изменение суточного графика электропотребления города Екатеринбурга при массовом использовании электромобилей, 2012 г.
2. Grid Integration of Electric Vehicles and Demand Response with Customer Choice, Shengnan Shao, ManisaPipattanasomporn, SaifurRahman, Smart Grid IEEE Transactions on, march 2012.
3. Deploying Power Grid-Integrated Electric Vehicles as a Multi-Agent System, SachinKamboj, Willett Kempton and Keith S. Decker, Tenth International Joint Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems (AAMAS 2011), May, 2011
4. Сервис Яндекс.Пробки.

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)

АНАЛИЗ ПОВЫШЕНИЯ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ СОЛНЕЧНЫХ ФОТОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ УСТАНОВОК ПРИ ИХ ВНЕДРЕНИИ В ОЭС ЮГА

И.О. Тригидько
Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга, г. Пятигорск

Солнце – общедоступный, бесплатный и неиссякаемый источник энергии. Проблемой преобразования энергии солнечного света в электроэнергию учёные за-

нимаются более полутора веков. Количество солнечной энергии, поступающей на Землю, превышает энергию всех мировых запасов нефти, газа, угля и других энергетических ресурсов. Использование 0,0125% могло бы обеспечить все сегодняшние потребности мировой энергетики, а использование 0,5% – полностью покрыть потребности в будущем.

Для практического получения энергии фотоэлектрические преобразователи (ФЭП) собираются в модули с определёнными электрическими параметрами, комплектуются инверторами тока, аккумуляторами и прочими элементами электрической и механической подсистем.

По экспертным оценкам, на конец 2012г. общая мощность солнечной генерации в мире составляет около 100 ГВт (всей возобновляемой энергетики – 400 ГВт). При этом темпы ее развития впечатляют: еще в 2000г. на солнечную генерацию приходилось всего 1,5 ГВт. [1,3]

Основная доля солнечных фото-электрических установок (СФЭУ) на данный момент сконцентрирована в Европе – 70 ГВт, причем в последние два года именно солнечная энергетика находится на первом месте по объемам ввода новых мощностей. В Японии только в 2013г. ожидается ввод 10 ГВт мощностей, в Китае план до 2015г. составляет 33 ГВт. Ежегодный темп прироста солнечной энергетики в последние пять лет составлял в среднем около 50%.[1,6]

Лидерами являются Германия и Италия: свыше 5% потребления энергии этих стран покрываются с помощью гелиотехнических устройств (всего от ВИЭ около 20%). В Германии солнечные электростанции вышли на пиковую мощность генерации в 23,4 ГВт (по данным мониторинга компании SMA Solar Technology AG). Стоит отметить, что пиковая мощность потребления Германии составляет около 60 ГВт. [6]

Распоряжением Правительства РФ №1-Р от 8 января 2009 года установлены целевые показатели выработки электроэнергии на основе ВИЭ: в 2010 году – 1,5% общей электрогенерации, в 2015 году – 2,5%, в 2020 году – 4,5%. Достижение целевых показателей в РФ не представляется возможным в связи с отсутствием законодательной базы и государственных мер стимулирования. [7]

Технологии в сфере солнечной энергетике постоянно усовершенствуются, но остаётся основная проблема: солнечные электростанции генерируют электричество днём, а оно больше всего необходимо в часы вечернего максимума. Имеется два пути решения: либо оснащать СФЭУ аккумуляторными батареями (или строительство ГАЭС) либо иметь резерв генерирующей мощности: днём находящийся во вращающемся резерве и готовый покрыть неравномерности генерации СФЭУ, и работающий на вечерний пик потребления. [2]

Аккумуляторные батареи являются наиболее дорогостоящим компонентом солнечной электростанции, и имеют ограниченный срок службы 1000-2000 циклов заряд-разряд (около 3-6 лет службы). Кроме того КПД наиболее дешёвых свинцовых аккумуляторов 75% (четверть энергии теряется в цикле заряд-разряд). Строительство ГАЭС обходится дорого и не везде возможно.

Рассчитаем стоймость и эффективность работы СФЭУ номинальной мощностью 1МВт и построенной с применением аккумуляторных батарей (АБ).

Текущая минимальная стоймость поликристаллической (КПД 16%) солнечной батареи 0,5$ за Ватт генерируемой мощности.

Расчёт произведём для солнечного летнего дня: солнце над горизонтом в течение 8 часов. Идеализируем график генерации солнечной батареи и будем считать, что генерация происходит в течение 7 часов с максимальной мощностью (рис. 1).

$$1\text{МВт} \times 7\text{ч}=7\text{МВтч}$$

Наиболее дешёвыми являются свинцово-кислотные аккумуляторы (КПД 75%). Текущая минимальная стоймость 0,08$ за Ваттч. Для сохранения до вечернего максимума дневной выработки потребуется батарей на 8 МВтч.

На вечерний максимум СФЭУ сможет выдать:

$$7\text{МВтч} \times 0{,}75 = 5{,}25\ \text{МВтч}$$

Суммарная стоймость СФЭУ мощностью 1 МВт составит:

$$0{,}5\$ \times 10000 + 0.08\$ \times 10000 \times 8 = 11400\$$$

Выводы: большую часть стоймость СФЭУ составляет стоймость АБ, которые потребуют замены через 3-6 лет, что существенно увеличивает срок окупаемости, кроме того в цикле заряд-разряд теряется четверть выработанной энергии (обусловлено КПД АБ). В расчёт не включена стоймость вспомогательного оборудования. Цель расчётов в данной работе – отразить зависимость стоймости СФЭУ при различных способах её эксплуатации.

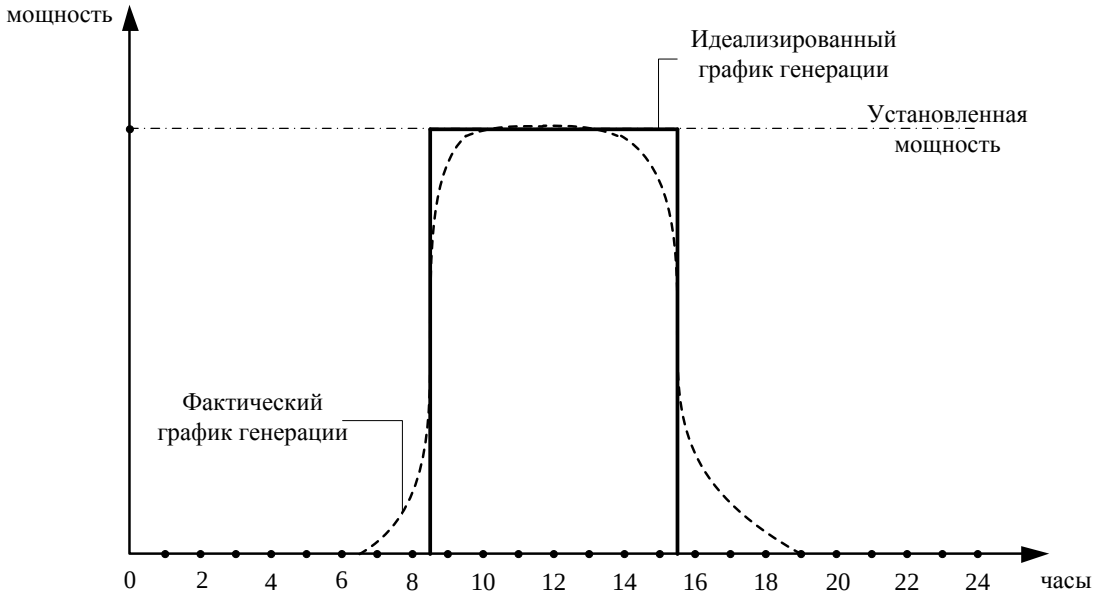


Рис. 1. Реальный и идеализированный график суточной генерации СФЭУ

Строительство СФЭУ мощностью более 1 МВт с применением аккумуляторов является экономически неоправданным. Крупные СФЭУ работают в режиме выдачи мощности непосредственно в распределительную сеть. При этом проблемой становится сглаживание неравномерностей генерации СФЭУ. Для этих целей используют вращающийся резерв тепловых электростанций (ГТУ). При таком подходе применение солнечных электростанций позволяет лишь сэкономить часть ископаемого топлива, не уменьшая количества необходимых тепловых электростанций.

Наиболее перспективным является подход при котором крупные СФЭУ работают в тандеме с ГЭС (параметры генерирующего оборудования и систем регулирования активной мощности которых позволяют работать с большой маневренностью). При этом достигается экономия гидроресурсов, использовать которые можно для покрытия вечернего максимума.

Рассчитаем стоймость и эффективность работы СФЭУ номинальной мощностью 1МВт, работающей в режиме непосредственной выдачи мощности.

Стоймость поликристаллической (КПД 16%) солнечной батареи 0,5$ за Ватт генерируемой мощности.

Расчёт произведём для солнечного летнего дня: солнце над горизонтом в течение 8 часов. Идеализируем график генерации солнечной батареи и будем считать что генерация происходит в течение 7 часов с максимальной мощностью.

$$1\text{МВт} \times 7\text{ч} = 7\text{МВтч}$$

Суммарная стоймость СФЭУ мощностью 1 МВт составит:

$$0{,}5\$ \times 10000 = 5000\$$$

Выводы: такой принцип использования СФЭУ позволяет существенно сократить стоймость строительства, удешевить и упростить эксплуатацию и, как следствие, сократить срок окупаемости. Для ГЭС положительным фактором станет существенная экономия гидроресурсов, рост прибыли от продажи электроэнергии в часы вечернего максимума (в часы максимума цены на оптовом рынке энергии и мощности выше).

Наиболее благоприятным для строительства солнечных станций с точки зрения экономического потенциала и хорошей инсоляции в РФ является Южный и Северо-Кавказский федеральный округ, а так же отдельные регионы Центрального и приволжского округов (см. карту продолжительности солнечного сияния и интенсивности солнечной радиации). [2,4]

Территориально Республика Дагестан находится в благоприятной для размещения солнечных фото-электрических установок (СФЭУ): продолжительность солнечного сияния более 2000 часов/год и интенсивность солнечной радиации 4-4,5 кВт ч/м² день, что является весьма высокими показателями. [4,5]

Практически все генерирующие мощности в ДЭ представлены ГЭС. Сложный водный режим вынуждает ограничивать располагаемую мощность станций и суточную выработку энергии. Введение в строй дополнительных генерирующих мощностей в ДЭ положительно сказалось бы на режимах работы ГЭС и связей в сечениях ОЭС – Дагестан. Удалённость от мест добычи ископаемого топлива делает нецелесообразным строительство ТЭС, кроме того сложная геополитическая обстановка делает строительство СФЭУ привлекательнее чем ТЭС с точки зрения возможных экологических и экономических последствий совершения террористического акта. Дополнительной благоприятной особенностью СФЭУ является потребность в минимальном количестве квалифицированного обслуживающего персонала.

Использование солнечных электростанций в Дагестане даёт возможность снизить стоймость постройки самих станций и повысить эффективность их использования за счёт использования возможностей маневренных ГЭС и в результате полностью отказаться от установки аккумуляторных батарей. Тем самым достигается снижение стоймости сооружения СФЭУ, упрощается процесс эксплуатации, повышается надёжность, отсутствуют потери, возникающие в цикле заряда-разряда АКБ.

ГЭС, подключённые к централизованной системе регулирования частоты и перетоков активной мощности (ЦС АРЧМ) ОЭС Юга, при необходимости могут работать в режиме регулятора по контролируемому сечению. В качестве контролируемой величины может быть задан переток мощности от СФЭУ. В таком режиме не-

равномерность генерации выдаваемой в сеть СФЭУ будет компенсироваться за счёт загрузки-разгрузки ГЭС. В результате максимально эффективно используется солнечная генерация и достигается экономия гидроресурсов.

Рассчитаем эффективность экономии гидроресурсов при эксплуатации СФЭУ мощностью 100 МВт в Дагестане.

Календарный год делим на 3 периода: лето (121 день) – 7 часов в сутки максимальной генерации солнечных батарей; зима (121 день) – 4 часа в сутки максимальной генерации; межсезонье (123 дня) – 5 часов в сутки максимальной генерации.

За год СФЭУ выработает:

$$100\ \text{МВт} \times 7\text{часов} \times 121\text{день} + 100\ \text{МВт} \times 4\text{часа} \times 121\text{день} + 100\ \text{МВт} \times 5\text{часов} \times \times 123\text{деня} = 194600\ \text{МВт}\cdot\text{ч за год.}$$

Удельный расход Чиркейской ГЭС 0,68 м³/с /МВт. Легко вычислить количество сэкономленной воды:

$$0{,}68\ \text{м}^3/\text{с}\ /\text{МВт} \times 3600\text{сек} \times 194600\ \text{МВтч} = 476{,}3808\ \text{млн м}^3.$$

Вывод: использование СФЭУ совместно с ГЭС является наиболее целесообразным и экономически оправданным. Достигается эффект аккумуляции энергоносителя (воды в верхнем бьефе ГЭС), который можно использовать при необходимости для покрытия вечернего максимума или в зимний период. Возрастает эффективность использования гидроресурсов.

Литература

1. Геро Рютер, Гурков А. Мировая солнечная энергетика: переломный год, Deutsche Welle, 2013.
2. Никитин Д. Трудный путь к солнцу: согреет ли Россию солнечная энергетика, РБК, 2013.
3. Информационно-аналитическое агентство Cleandex «Russia and Ukraine photovoltaic market report 2011», 2011.
4. Материалы исследований Института высоких температур (ИВТ) РАН, 2010.
5. Данные измерений Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS), 2013.
6. Аналитические данные Европейской Ассоциации Фотоэлектрической Промышленности (EPIA), 2013.
7. Распоряжение Правительства РФ от 8 января 2009г. №1-р Основные направления государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года.

УДК 621.314.2.017

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИЗМЕРЕНИЙ, ПРОВЕДЕННЫХ НА МОДЕЛИ «ТРАНСФОРМАТОР 10(6)/0,4 КВ – НЕСИММЕТРИЧНАЯ НАГРУЗКА, СОЕДИНЕННАЯ В ЗВЕЗДУ С ГЛУХИМ СОЕДИНЕНИЕМ НЕЙТРАЛИ НУЛЕВЫМ ПРОВОДНИКОМ»

А.И. Троицкий, С.С. Костинский
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им. М.И. Платова, г. Новочеркасск

После резкого снижения электропотребления в 90-х годах в настоящее время во многих регионах оно так и не достигло предкризисного уровня [1]. Анализ протоколов измерений для трансформаторов, установленных в городских, сельских

и промышленных сетях [2], показал, что в распределительных трансформаторах мощностью до 1000 кВА основные потери – потери ХХ. Это объясняется тем, что распределительные трансформаторы мало загружены, и их нагрузка – несимметричная. Экономичность их работы принято оценивать либо по коэффициенту полезного действия (КПД), либо по относительным потерям, графики которых в зависимости от загрузки для отдельного трансформатора, по своей сути, являются инверсией графиков КПД.

Главный фактор увеличения потерь – смещение нейтрали по причинам: применение схемы звезда – звезда с нулём, у которой сопротивление нулевой последовательности в несколько раз больше сопротивления прямой (обратной) последовательности; неравномерное подключение нагрузок между фазами; 70 % протяжённости распределительных сетей (РС) на напряжение 0,4 кВ. Основной причиной сверхнормативных потерь в РС является несимметрия нагрузок распределительных трансформаторов (РТ). Поэтому актуальным является вопрос об ее влиянии на потери активной мощности в трансформаторах.

В работе [3] были выполнены теоретические исследования превышения потерь от токов обратной и нулевой последовательностей в сравнении с потерями от токов прямой последовательности, а также зависимостей полной, активной, реактивной мощносей, коэффициента реактивной мощности, пульсирующей мощности, в общем виде и частных случаях для трехфазной сети с симметричной системой источников ЭДС и несимметричной активно-индуктивной нагрузкой.

С целью подтверждения работоспособности и достоверности полученных в [3] функциональных зависимостей для расчета потерь при несимметричной нагрузке трансформатора, были проведены измерения на физической модели «трансформатор 10(6)/0,4 кВ – несимметричная нагрузка».

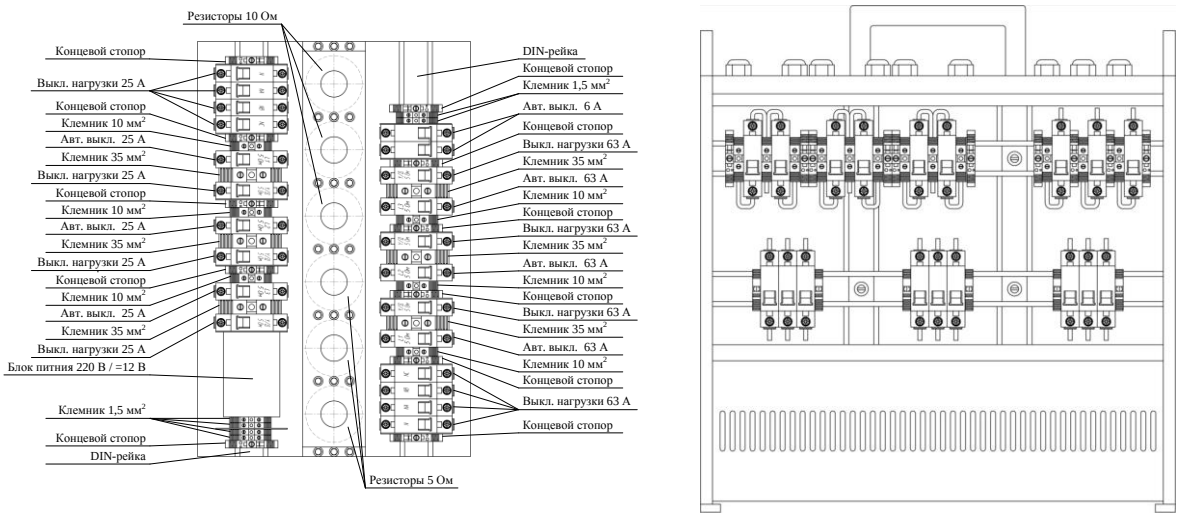
Экспериментальные измерения проводились авторами в лаборатории «Особых режимов работы распределительных сетей 10(6)/0,4 кВ», кафедры «Электроснабжение промышленных предприятий и городов».

Стендовые испытания модуля «трансформатор – несимметричная нагрузка» осуществлялись с использованием трехфазного двухобмоточного трансформатора марки ТСЗ – 2,5, номинальной мощностью 2,5 кВ·А, напряжением на обмотке ВН 220 В, на обмотке НН 127 В.

В процессе измерений были использованы измерительные приборы: комплект измерительный К-540 заводской № 1213; портативный анализатор качества электроэнергии CIRCUTOR серии *AR*.5 заводской № 408612036. Все использованные приборы имеют класс точности 0,5 и свидетельства о поверке.

Для моделирования симметричной и несимметричной активной и индуктивной нагрузок были рассчитаны, спроектированы и собранны нагрузочные установки с активным (рис. 1, а) и индуктивным (рис. 1, б) сопротивлениями. Сборочные чертежи установок показаны на рис. 1. Данные установки позволили исследовать режимы работы трансформатора при соединении нагрузки по схеме, приведенной в работе [3].

На основе обработки экспериментальных исследований модуля построены зависимости потерь активной мощности и погрешности расчетов потерь активной мощности от коэффициента загрузки.



а б

Рис. 1. Установка для моделирования симметричной и несимметричной нагрузок:
а – активной; б – индуктивной

Полученные экспериментальные зависимости хорошо аппроксимируются полиномами 4 степени.

При изменении коэффициента загрузки в интервале от 0,2 – 0,42 разница потерь при несимметричном и симметричном режимах с активно-индуктивной нагрузкой незначительно изменяется, что вполне соответствует физике процесса и отражено на рис. 2. Дело имеем с режимом ХХ (условно постоянными потерями). В интервале от 0,42 – 1,0 разница потерь при несимметричном и симметричном режимах увеличивается. Среднее ее значение 1,679 %.

Расчет без учета несимметрии дает заниженные потери, в отличие от действительных, а предлагаемые функциональные зависимости дают наименьшую погрешность рис. 3.

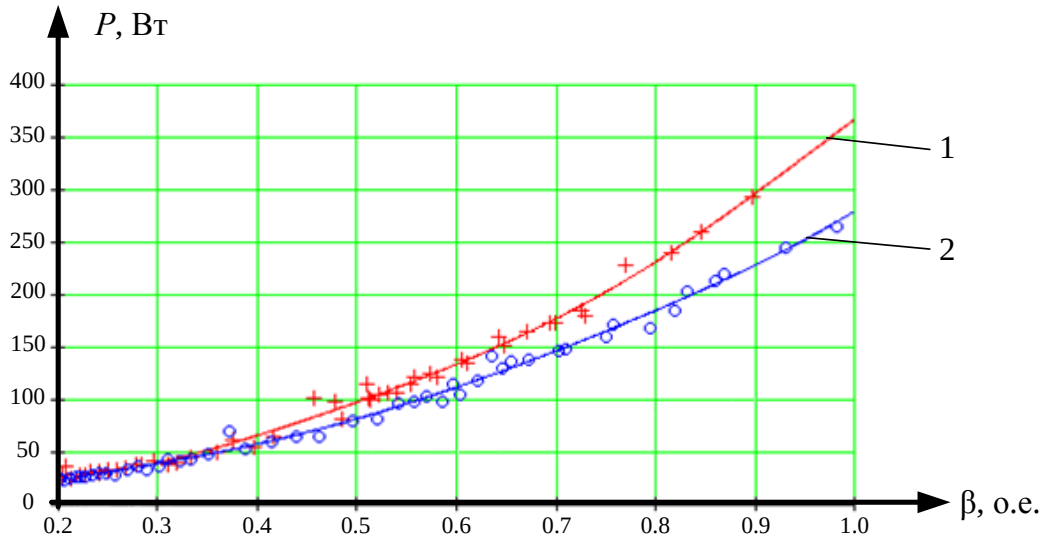


Рис. 2. Зависимость потерь активной мощности в трансформаторе от коэффициента загрузки:
1 – при несимметричной активно-индуктивной нагрузке; 2 – при симметричной активно-индуктивной нагрузке

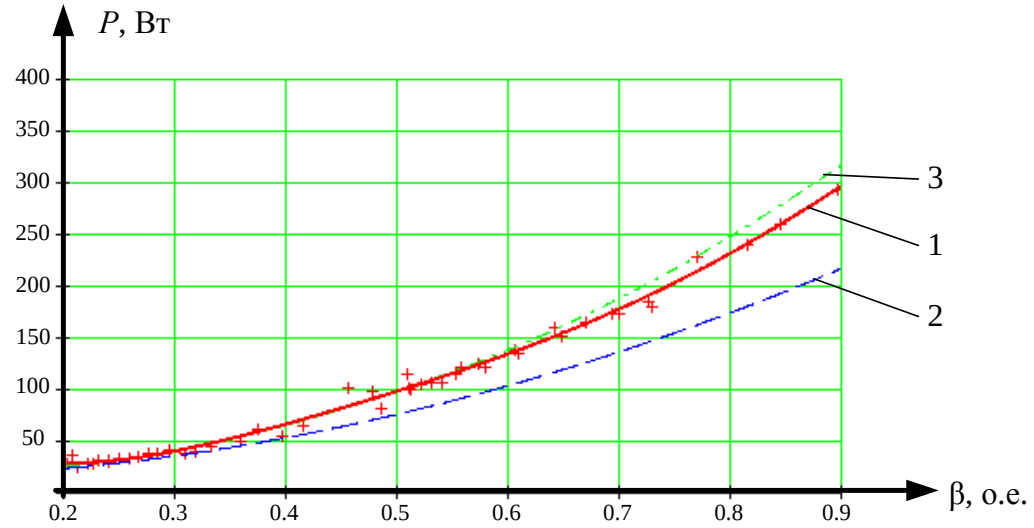


Рис. 3. Зависимость потерь активной мощности в трансформаторе при несимметричной активно-индуктивной нагрузке от коэффициента загрузки:
1 – экспериментальная; 2 – рассчитанная без учета несимметрии; 3 – с учетом несимметрии активно-индуктивной нагрузки

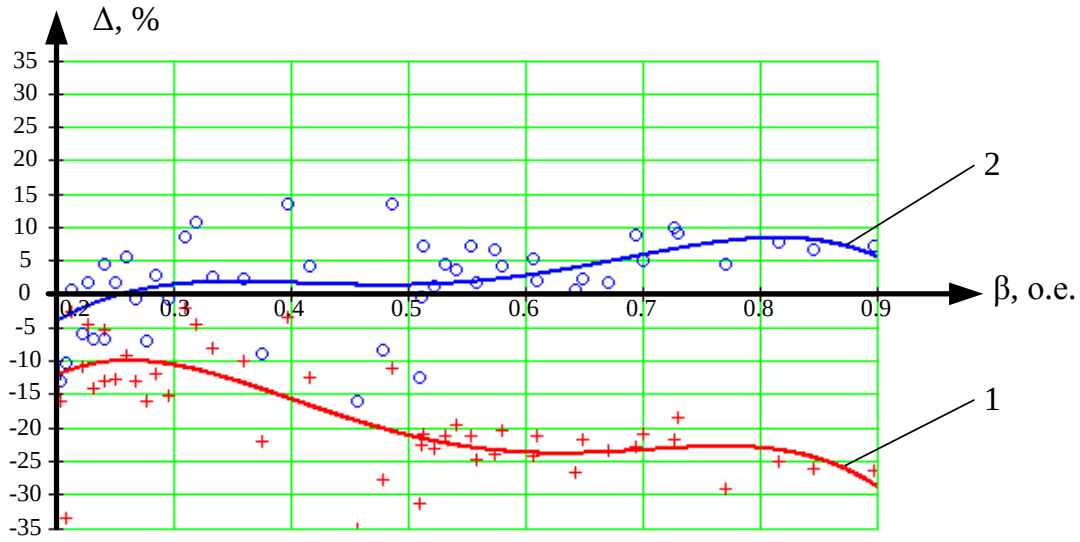


Рис. 4. Зависимость погрешности расчетов потерь активной мощности от коэффициента загрузки при несимметричной активно-индуктивной нагрузке:
1 – без учета несимметрии; 2 –с учетом несимметрии

В интервале изменения коэффициента загрузки в интервале от 0,2 – 0,26 погрешность отрицательная, а от 0,26 до 1,0 – положительная, причем максимальная погрешность 8,41 % при коэффициенте загрузки 0,81 рис. 4. Средняя погрешность при коэффициенте загрузки от 0,2 до 1,0 без учета несимметрии – 19,7 %, а с учетом предлагаемых функциональных зависимостей 3,17 %.

Таким образом, потери активной мощности ΔP, рассчитываемые в директивных методиках по формуле

$$\Delta P = \Delta P_{XX} + \Delta P_{КЗ} \cdot \beta,$$

где ΔP_{XX} – потери холостого хода в трансформаторе; $\Delta P_{КЗ}$ – потери короткого замыкания в трансформаторе; β – коэффициент загрузки трансформатора,

следует корректировать в соответствии со схемами соединения нагрузки согласно разработанным функциональным зависимостям.

Выводы

1. Погрешность вычисления потерь активной мощности в трансформаторе при использовании предлагаемых в статьях [3, 4] функциональных зависимостей лежит в пределах от –10 до 10 %. (на основании более 1000 замеров).

2. Учёт фактических потерь ХХ и КЗ трансформаторов с учётом дополнительных потерь, вносимых несимметричными нагрузками, целесообразен как при выполнении расчётов технологических потерь, так и при обосновании экономического эффекта замены трансформаторов.

Литература

1. Заугольников В.Ф., Балабин А.А., Савинков А.А. Некоторые аспекты экономичной работы силовых трансформаторов // Промышленная энергетика. – 2006. – № 4 – С. 10.
2 Костинский С.С. Результаты статистической обработки потерь холостого хода и нагрузочных потерь в распределительных силовых трансформаторах, длительно находящихся в эксплуатации // Изв.вузов. Электромеханика, 2009. – Спецвып.: [Электроснабжение]. – С. 90-92.
3. Троицкий А.И., Костинский С.С., Химишев Т.З. Определение дополнительных потерь при несимметричной активно-индуктивной трехфазной нагрузке, подключенной к системе симметричных источников ЭДС и соединенной по схеме звезда с глухим заземлением нейтрали // Изв.вузов. Электромеханика. – 2012. – № 4 – С. 64-67

УДК 539.231

НАНОГЕТЕРОСТРУКТУРНЫЕ СОЛНЕЧНЫЕ ЭЛЕМЕНТЫ ДЛЯ АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

С.Н. Чеботарев, А.С. Пащенко
Южный научный центр Российской академии наук, г. Ростов-на-Дону

Солнечная энергетика в 2012 году достигла новой исторической точки отсчета. Установленная мощность солнечных энергосистем в мире достигла 102 ГВт [1], что сравнимо энергией, вырабатываемой 16 крупнейшими в мире атомными электростанциями. Ежегодно имеющиеся солнечные электростанции предотвращают выделение в атмосферу более 53 млн. тонн углекислого газа. Примечательно, что даже во время экономического кризиса был введен 31 ГВт солнечной электроэнергии.

Будущее этой научно-промышленной отрасли связывают с полупроводниковыми гетероструктурами. Развитие электронных и фотоэлектронных структур идет по пути использования наногетероструктур. Нами предложен альтернативный по отношению к молекулярно-лучевой и газофазной эпитаксиям метод ионно-лучевой кристаллизации, который характеризуется высокой производительностью, возможностью осуществления процессов ионной очистки подложки и осаждения в

едином технологическом цикле, что в целом позволяет существенно снизить стоимость получаемых структур. Выращивание ионно-лучевой кристаллизацией наногетероструктур отражено в работах [2-4].

Целью настоящего доклада является получение методом ионно-лучевой кристаллизации наногетероструктурных солнечных элементов (НГСЭ), исследование их свойств, а также разработка принципов создания системы автономного электроснабжения потребителей.

Особенностью НГСЭ является наличие промежуточной подзоны, показанной на рис. 1.

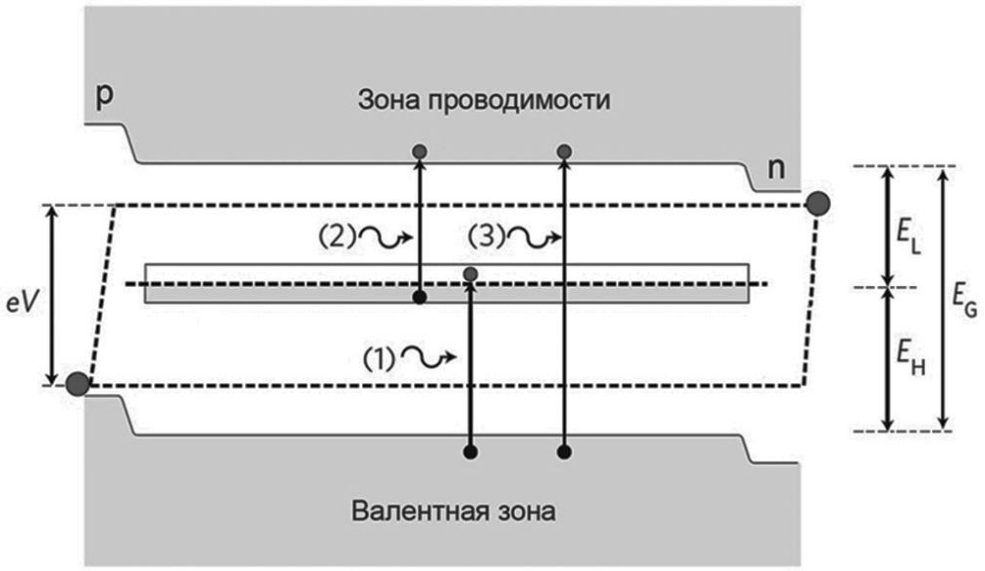


Рис. 1. Зонная диаграмма солнечного элемента на наногетероструктурах

На рис. 1 используются следующие обозначения: E_G – ширина запрещенной зоны, E_H и E_L – ширины промежуточных подзон. НГСЭ представляет собой многослойную структуру. Основное отличие конструкции НГСЭ от классического однопереходного солнечного элемента заключается в наличии 10-30 слоев квантовых точек, расположенных между *n*- и *p*- областями.

В НГСЭ фотоны с энергией меньше ширины запрещенной зоны используются для генерации тока, являющегося дополнительным к основному току, создаваемому в результате поглощения фотонов с энергией больше ширины запрещенной зоны базового материала. Конечным результатом является образование электронно-дырочной пары при поглощении двух фотонов.

Рассмотрим вопрос о предельном теоретическом коэффициенте полезного действия (КПД) НГСЭ с промежуточной подзоной. В 1997 году Луки с сотрудниками [5], используя подход, сходный с представлениями, предложенными в 1961 году Шокли и Квайссером, на основе принципа детального равновесия получили значение КПД НГСЭ InAs-QD/GaAs, равное 63% при изотропном освещении (концентрация 46 050 солнц) и температуре Солнца и Земли 6000 К и 300 К (см. рис. 2). На этом же рисунке представлен предельный КПД ФЭП с одной запрещенной зоной, равный 41%, рассчитанный Шокли и Квайссером.

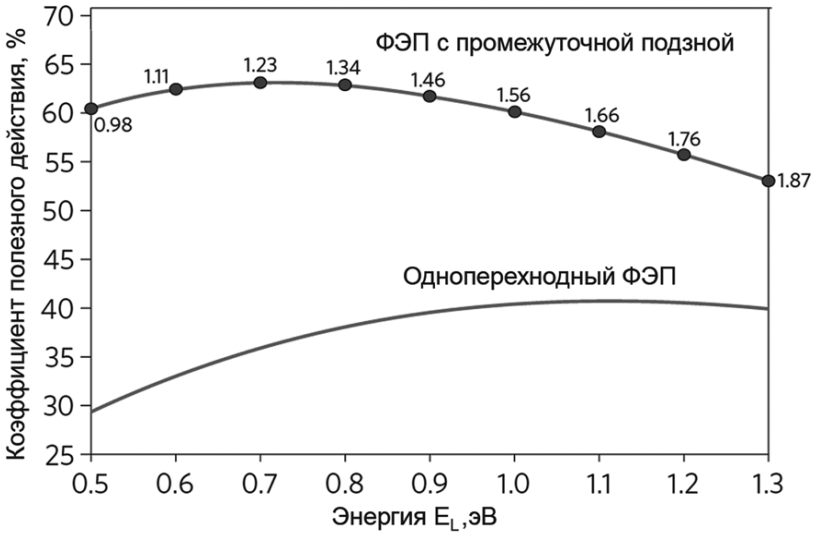


Рис. 2. Зависимость КПД НГСЭ от ширины промежуточной подзоны

Методом ионно-лучевой кристаллизации выращивались *p*-*i*-*n*-структуры двух типов, различающихся строением *i*-областей: 1) структура *A* (матрица *i*-GaAs); 2) структура *B* (матрица *i*-GaAs с 3 внедренными слоями квантовых точек InAs, толщина спейсерного слоя, разделяющего слои квантовых точек ~ 10 нм, средний размер квантовых точек ~25 нм). Толщина *i*-области была постоянной и составляла 130 нм. Рис. 3 отражает спектральные зависимости внешнего квантового выхода однопереходных СЭ, выполненных на базе *p*-*i*-*n*-структур без внедренного массива КТ (образец *A*) и с массивом квантовых точек (образец *B*).

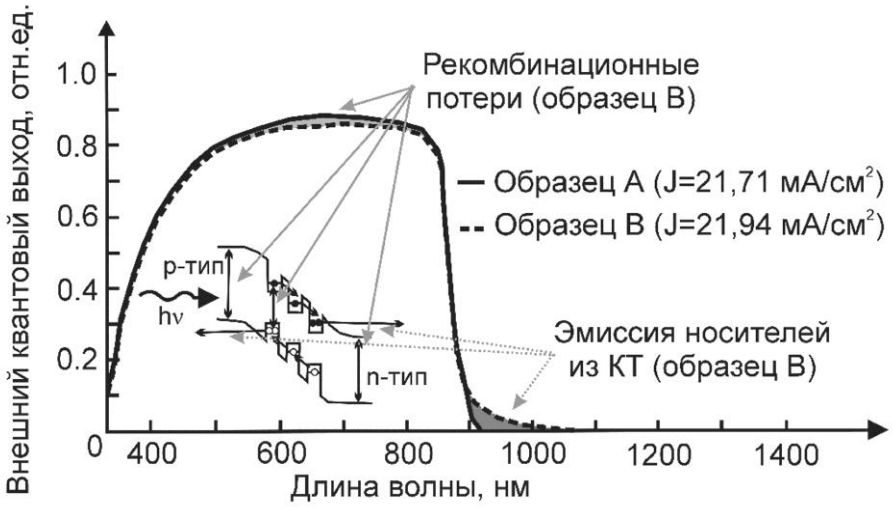


Рис. 3. Спектральные зависимости внешнего квантового выхода: GaAs(p)/GaAs(i) /GaAs(n) (образец *A*), GaAs(p)/GaAs(i)-InAs(QD)/GaAs(n) (образец *B*)

По данным проведенных исследований спектральной зависимости внешнего квантового выхода были рассчитаны плотности фототока для условий AM1.5G, которые составили: *J* (образец *A*)=21,6 мА/см^2, *J* (образец *B*)=21,9 мА/см^2. Из этих данных видно, что наблюдается незначительный прирост фототока (~1,5%) в НГСЭ. Этот прирост указывает на небольшое превалирование процесса туннельной эмис-

сии носителей из квантовых точек над рекомбинационными процессами в квантовых точеках и матричном материале. Здесь предполагается, что вклад в фототок от квантовых точек обусловлен туннелированием носязанных КТ, приводящим к их пространственному разделению или, иными словами, к образованию дополнительной фотоэдс (см. вставку на рис. 3).

Тестирование разработанных высокоэффективных наноструктурированных солнечных элементов осуществляется в составе традиционной системы автономного электроснабжения. Схема системы показана на рис. 4. Источником электроэнергии являются панели из разработанных наноструктурированных солнечных элементов. Аккумуляторные батареи выполняют роль накопителя электроэнергии. Являются основным источником электроэнергии в вечернее и ночное время. Инвертор преобразует постоянный ток в переменной нужной частоты и напряжения. Контроллер заряда аккумуляторных батарей необходим для предотвращения перезаряда батарей. Систему дополняет электротехническое оборудование (щиты, выключатели, автоматы, предохранители, кабели, система заземления). Отличием автономной системы электроснабжения от системы централизованного энергоснабжения является необходимость использования только энергоэффективных приборов. Анализ результатов тестирования разработанной системы автономного энергоснабжения является отдельным предметом исследования и будет проведен в последующих работах.

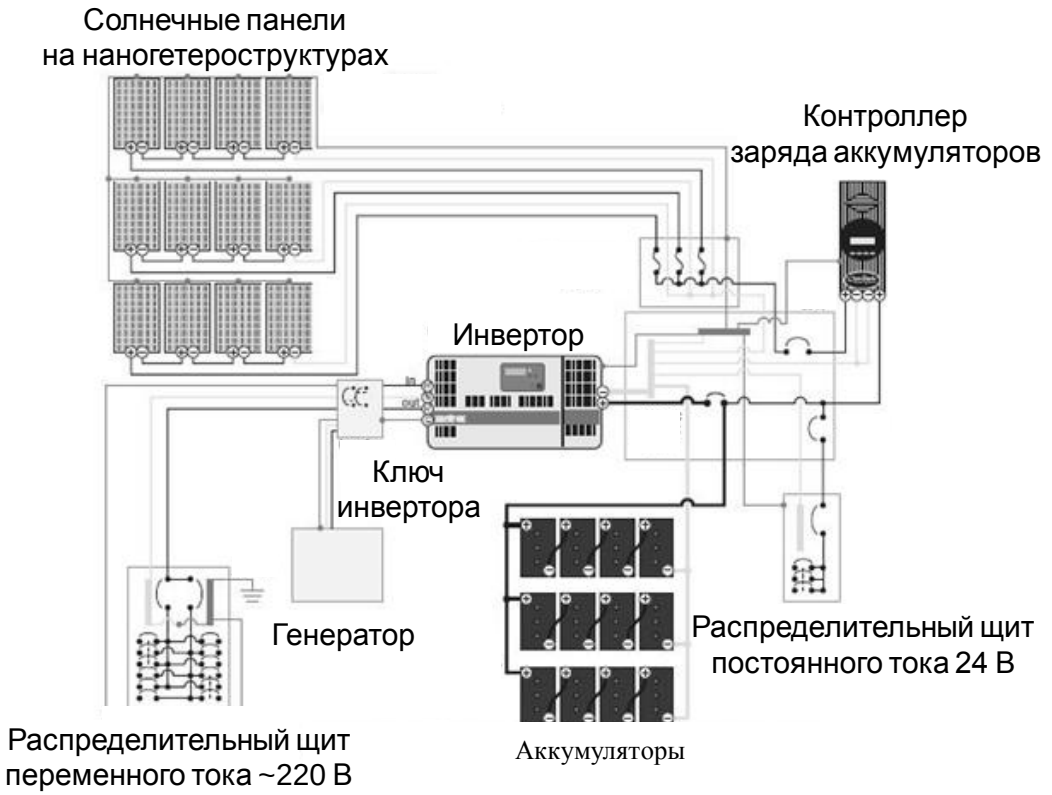


Рис. 4. Система автономного электроснабжения на основе наногетероструктурных солнечных элементов

Таким образом, продемонстрирована возможность выращивания методом ионно-лучевой кристаллизации *p*-*i*-*n*-структур GaAs с массивом квантовых точек InAs. На основе результатов фотолюминесцентных исследований и анализа спек-

тральных зависимостей внешнего квантового выхода показан прирост фототока для GaAs *p*-*i*-*n*-структуры с внедренным массивом квантовых точек InAs, в спектральном диапазоне 900-1100 нм, обусловленный эффектом пространственного разделения носителей заряда посредством их туннелирования в вертикально-связанных слоях квантовых точек. Рассмотрены принципы создания системы автономного электроснабжения базе наногетероструктурных солнечных элементов.

Литература

1. Sharma A., Wilkinson S., Xie F., Dawson T. PV Cell & Module Market Tracker'13. Wellington: IMS Research, 2013. – 123 p.
2. Chebotarev S.N., Paschenko A.S., Lunin L.S., Irkha V.A. Features in the Formation of Ge/Si Multilayer Nanostructures under Ion Beam Assisted Crystallization // Technical Physics Letters. – 2013. Vol.39. No.8. – P. 728-731.
3. Lunin L.S., Chebotarev S.N., Pashchenko A.S. Structure of Ge Nanoclusters Grown on Si(001) by Ion Beam Crystallization// Inorganic materials. – 2013. Vol.49. No.5. – P.435-438.
4. Lunin L.S., Chebotarev S.N., Pashchenko A.S., Dudnikov S.A. Correlation between the size and photoluminescence spectrum of quantum dots in InAs-QD/GaAs// Journal of surface investigation. X-ray, synchrotron and neutron techniques. – 2013. No.1. – P.36-40.
5. Luque A., Linares P.G., Antolin E., Ramiro I., Farmer C.D., Hernandez E., Tobias I., Stanley C.R., Marti A. Understanding the operation of quantum dot intermediate band solar cells // Journal of applied physics. – 2012. Vol.111. – P. 5001-5012

УДК 621.311.016

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОБОБЩЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ СХЕМЫ И РЕЖИМА В ЗАДАЧАХ ОПТИМИЗАЦИИ

Н.Ш. Чемборисова, С.С. Тужилов, К.А. Лысова
Национальный исследовательский университет «МЭИ», г. Москва

Из [1] известно, что большое сопротивление сетевых элементов и передача реактивной мощности по сети приводят к повышенным потерям напряжения ΔU

$$\Delta U = \sum \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U},$$

и активной мощности ΔP

$$\Delta P = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R.$$

Здесь P и Q – соответственно передаваемые по сетевому элементу активная и реактивная мощности; R и X – соответственно активная и реактивная составляющие сопротивления сетевого элемента; U – номинальное значение напряжения.

В связи с этим одним из возможных вариантов управления напряжением и снижения потерь активной мощности в сети является установка конденсаторных батарей у потребителей.

Одна из задач оптимизации режима электрической сети состоит в минимизации потерь активной мощности в сети. Наличие в современных электрических системах кольцевых и сложнозамкнутых схем соединения, большого количества имеющих различные параметры трансформаторов, воздушных и кабельных линий электропередачи приводит к возникновению неоднородности схем, поэтому инте-

рес представляет сопоставление некоторых параметров установившихся режимов с оценкой степени неоднородности узлов сети при оптимизации режима.

Степень неоднородности сети можно оценить, используя понятие жесткости узлов и их сенсорности [2]. Жестким считается узел, при изменении нагрузки которого на единицу напряжение изменяется меньше всего, поэтому изменение реактивной мощности в жестком узле для изменения напряжения в узлах или ΔP в сети будет наименее эффективным и далее жесткие узлы не рассматриваются. Узел с противоположными свойствами считается сенсорным. Управление режимом будет наиболее эффективным при размещении управляющего воздействия в наиболее сенсорных узлах [3]. Оценить жесткость отдельных узлов можно, используя для каждого узла значения разности ($\Delta G + j\Delta B$) собственных и суммы взаимных проводимостей из матрицы узловых проводимостей, обычно используемой при расчете установившегося режима. Для примера рассматривалась схема (рис. 1), результаты оценки отдельно для ΔG и ΔB в которой приведены в табл. 1. При анализе ΔB видно, что наиболее сенсорным будет узел 6.

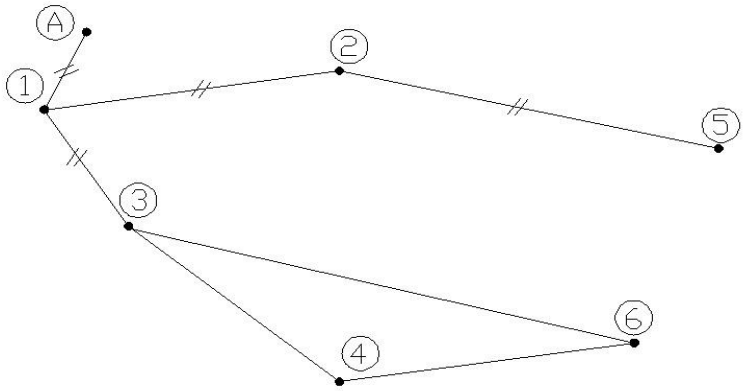


Рис. 1. Схема соединения сети

Таблица 1

Оценка жесткости узлов

№ узла	Нагр. Баз	ΔB	ΔG
1	2,72	0,11	0
2	5,83	0,17	0,001
5	7,86	-0,001	0,001
3	11,57	-0,003	0,001
4	8,08	-0,019	0,0016
6	12,151	-0,034	0,0024

При П-образной схеме замещения сетевых элементов, положительное значение ΔВ указывает на большую емкостную составляющую, а отрицательное – на индуктивную. Для радиального участка схемы регулирование напряжения лучше проводить в сенсорном узле 5, для кольцевого участка схемы, включающего узлы 3,4,6, в узле 6.

По активной составляющей ΔG можно сделать дополнительный вывод, касающийся кольцевого участка сети. Снижение потерь активной мощности ΔP более эффективно в узлах с большей неоднородностью (по ΔG) 4 и 6. Для проверки этого положения методом динамического программирования проведена оптимизация режима для рассматриваемой схемы. Для наглядности анализируются результаты расчетов для

кольцевого участка сети, которые приведены в табл. 2. Для снижения потерь в сети установлены по 8 конденсаторов. В столбце «Устан.С» первыми показаны номера узлов, в которых установлены конденсаторы, а затем их количество. Базовое значение активных потерь ΔP составляет 2,214 МВт. Оптимальное значение ΔP приведено в столбце «Оптим.ΔP». В столбце $\Delta(\Delta P)$ приведена разность между базовым и оптимальным значением активных потерь в сети в % относительно базового значения.

Таблица 2

Оптимизация режима для кольцевой части сети

№ узла	Устан. C	Оптим. ΔP	$\Delta(\Delta P)$	ΔG
Размерность		МВт	%	Сим
3	1-2:2, 3:6	2,115	4,5	0,001
4	1-3:2, 4:6	2,094	5,42	0,0016
6	1-5:2, 6:6	2,051	6,91	0,0024

Как следует из табл. 2, наиболее эффективным оказалось снижение потерь в сети при установке наибольшего количества конденсаторов в узле 6, который характеризуется наибольшей неоднородностью. Наименее эффективным вариантом была установка батареи в узле 3 с наименьшей неоднородностью, промежуточным является вариант с установкой конденсаторов в узле 4.

Использование наиболее сенсорных узлов при проектировании позволяет решить еще одну задачу оптимизации: создание схем с уменьшенным количеством сенсорных узлов, напряжение которых может быть нестабильным при изменении параметров режима или схемы. Для её решения была разработана программа по выявлению в энергосистеме наиболее чувствительных узлов. Эту информацию предполагается использовать для улучшения поведенческих свойств ЭЭС: управляемости, надежности, контролируемости. При этом используется метод, не требующий проведения статистических испытаний, перебора огромного числа вариантов сценариев внешних воздействии, так как можно определить наличие и размещение сенсоров в энергосистеме с помощью аналитических методов исследования схемы ЭЭС и ее параметров. В качестве такого метода использовался сингулярный анализ, при применении которого в ходе реализации плана развития и расширения сети изолированно работающей энергосистемы Южно-Хыльчуюского месторождения, состоящей из 32 узлов (схема здесь не приводится ввиду громоздкости), выявлено появление 4 узлов, сенсорных как по фазе, так и по модулю напряжения.

График значений результирующего вектор-столбца при проведении сингулярного анализа представлен на рис. 2.

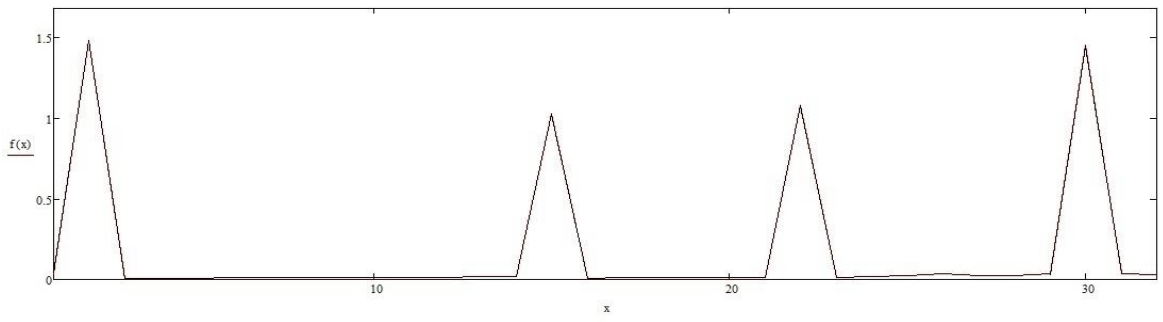


Рис. 2. Результаты поиска сенсорных узлов в схеме.

По представленным результатам можно сделать вывод о наличии в перспективной схеме 4 сенсорных узлов, одним из которых является узел 22.

Сенсорным узлам в дальнейшем следует уделять особое внимание при планировании режима новой конфигурации энергосистемы. Имеет смысл предусмотреть решения, позволяющие стабилизировать уровень напряжения следующими мероприятиями:

– использование имеющихся резервов реактивной мощности;

– установка батарей статических конденсаторов, синхронных компенсаторов, статических тиристорных компенсаторов;

– регулировочные возможности управляемых шунтирующих реакторов и трансформаторов;

– коммутацию шунтирующих реакторов.

Для узлов, сенсорных по фазе напряжения, эффективным средством по усилению является введение дополнительной ветви.

Расчет компенсационных мероприятий проведен для одного из узлов, являющихся сенсорным. Для этого в схему сети введена дополнительная связь, включающая в себя ЛЭП напряжением 110 кВ и трансформатор 110/6 кВ. По результатам расчета, приведенным на рис. 3, получено, что на графике значений результирующего вектора характерный скачок в рассматриваемом узле исчез, то есть узел перестал быть сенсорным.

При сравнении графиков на рис. 1 и рис. 2 можно сделать вывод: введение в схему энергосистемы дополнительной ветви может привести к исчезновению чувствительности узла как по фазе, так и по модулю напряжения.

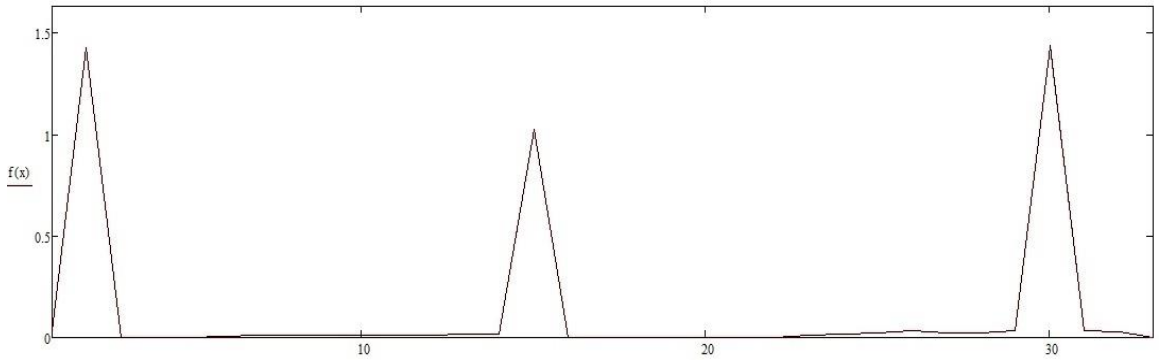


Рис. 3. Результаты расчета после компенсационных мероприятий

Литература

1. Веников В.А., Строев В.А. Электрические системы. Электрические сети. – М.: Высшая школа, 1998. – 511 с.
2. Савоськин Н.Е. Надежность электрических систем: Учебное пособие. – Пенза: Пенз. гос. ун-т, 2004. – 102 с.
3. Лопатин О.А., Чемборисова Н.Ш. Использование параметров сети и обобщенных показателей режима для расстановки компенсирующих устройств // Электричество. – №3. – 2011. – С. 10-12

УДК.621.316.925

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ ПОСТРОЕНИИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

С.Л. Новиков, Д.А. Рыбников
ОАО «МРСК Центра», г. Москва

За последние десятилетия в структуре распределительных электрических сетей произошел ряд изменений, связанных, в том числе:

– изменением характера нагрузок в небольших городах и сельской местности: часть населенных пунктов перестала существовать, некоторые находятся на грани исчезновения или уровень населения составляет 5-10 % от первоначального, в ряде поселков открылись фермерские хозяйства или появился малый бизнес (кафе, магазины, мастерские);

– неравномерным развитием территории поселков и пригородов, что ведет к изменению в них центров нагрузок, а, следовательно, к увеличению протяженности сетей 0,4-10 кВ;

– ростом числа технологических присоединений, при этом по факту уровень фактического потребления не соответствует заявленному;

– ростом нагрузок бытового сектора в целом, ужесточение требований к качеству электроэнергии и надежности электроснабжения в целом;

– необходимостью переустройства и выноса электрических сетей, связанных с вопросами землепользования и требованиями к обеспечению электробезопасности населения.

Так как при строительстве существующие распределительные сети не были рассчитаны на подобные изменения, очевидна необходимость их реконструкции не только в технической части, но и изменение топологии.

Надежность электроснабжения и качество электроэнергии

В настоящее время требования к надежности электроснабжения потребителей определяются в зависимости от его категорийности, при этом в расчет не берется средняя частота и длительность отключения (на Западе эти показатели известны как SAIFI и SAIDI) питающей линии или центра питания, что в условиях значительной изношенности основных электросетевых фондов является одним из факторов перехода потребителей на распределенную генерацию или системы накопления электроэнергии.

Одним из вариантов повышения надежности электроснабжения может являться секционирование распределительных сетей 6 (10), 35 кВ за счет установки специальных аппаратов – реклоузеров. На рис. 1 показана одна из возможных схем установки в распределительной сети.

Эффективность схемы обусловлена возможность автоматически локализовать повреждение в пределах одного участка и автоматически подать резервное питание на неповрежденные.

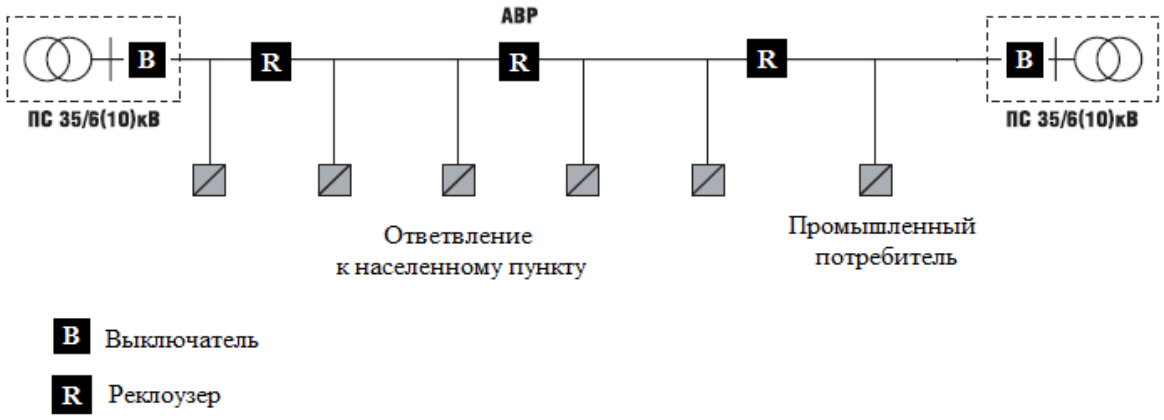


Рис. 1. Топология распределительной сети 6-10 кВ

На рис. 2 показан один из реальных проектов по обеспечению питания категорийного потребителя. Реклоузер 35 кВ устанавливается радом с «отпайкой» и при повреждении на одной из цепей протяженного двухцепного участка изолирует его, обеспечивая тем самым требуемую надежность электроснабжения потребителя.

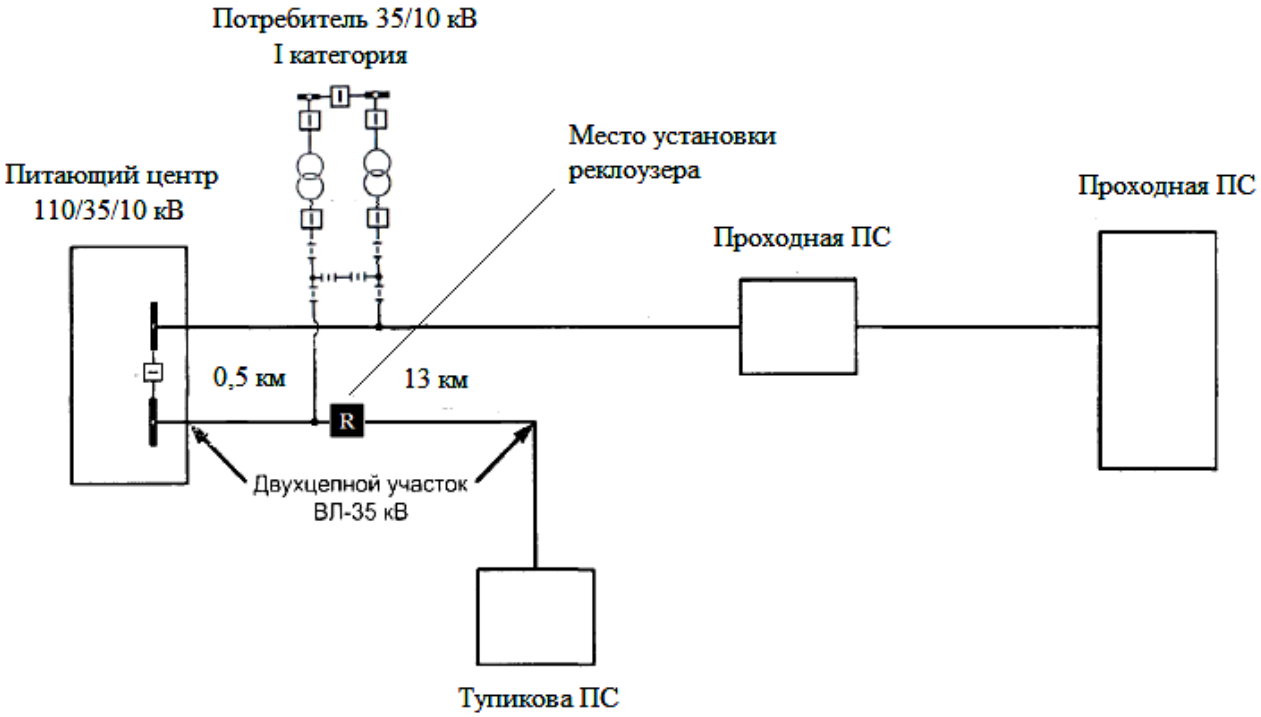


Рис. 2. Вариант секционирования сети 35 кВ

Схема может быть дополнена вакуумным выключателем нагрузки, устанавливаемым в точке присоединения «отпайки» к магистрали, и обеспечивающим автоматическое выделение присоединения при перегрузке или в бестоковую паузу при срабатывании реклоузера с последующим восстановлением нормальной схемы электроснабжения.

Еще одним вариантом применения устройств данного типа является их установка в точках присоединения ВЛ (КЛ) 6-35 кВ, находящихся на балансе потребителей, к магистральной линии сетевой организации. В этом случае значительно снижаются риски по отключению питающей линии по причине ненадлежащего уровня обслуживания потребительских ЛЭП.

Решение проблем с качеством электроэнергии в долгосрочном порядке решаться за счет следующих мероприятий:

– реконструкция распределительных сетей 0,4-10 кВ путем разукрупнения центров питания и построения разветвленной сети 0,4 кВ с небольшими длинами фидеров для сетей с фиксированной распределенной по территории нагрузкой;

– построение сети 6-10 кВ со столбовыми ТП (СТП) и питанием ограниченного числа потребителей от каждой СТП для сетей с перспективой территориального развития, дальнейшего увеличения и распределения нагрузки. Вариант реконструкции сети с применением СТП показан на рис. 3.

Первые два направления составляют основу при реконструкции и новом строительстве.

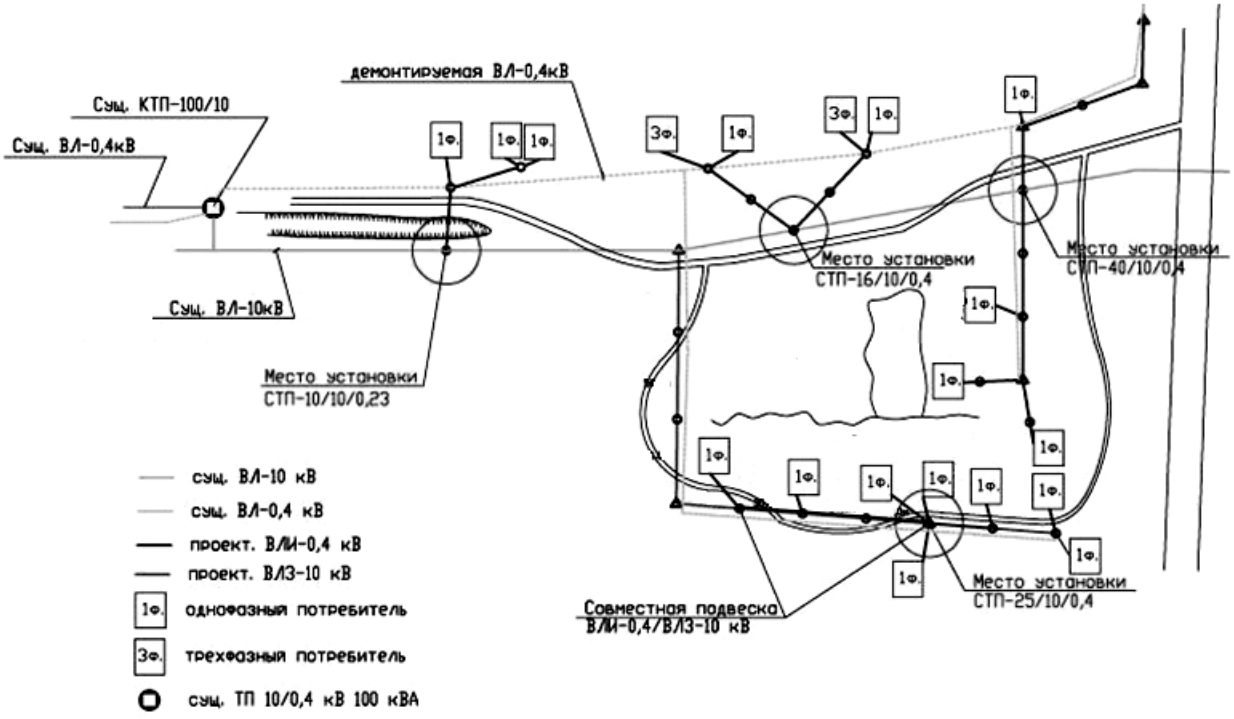


Рис. 3. Электроснабжение населенного пункта с применением СТП 10 кВ

Для быстрого реагирования на жалобы населения на качество электроэнергии возможно применение вольтодобавочных трансформаторов 0,4-10 кВ, устанавливаемых в расчетных точках, и являющихся эффективными решением в случае временного оперативного решения проблемы низкого напряжения на ВЛ 0,4-10 кВ большой протяженности, если другие меры, такие как перераспределение нагрузки по фазам или замена провода на большее сечение не возможны или не дали результат, а разукрупнение ВЛ связано с крупными материальными затратами и не может быть выполнено в короткие сроки. На рынке серийно выпускаются вольтодобавоч-

ные аппараты, работающих на различных принципах (электромеханический, ступенчатое регулирование, феррорезонансный, трансформаторы с подмагничиванием, трансформаторы с двойным преобразованием энергии, с высокочастотным транзисторным регулированием и магнитный принцип), в распределительных сетях ОАО «МРСК Центра» применяются ВДТ с магнитным принципом работы.

Вывод

В настоящее время в связи с развитием спектра изготавливаемых, в т.ч. на основании заказов электросетевых организаций, электротехнических устройств, появляется возможность оптимизировать схемы построения электрических сетей с учетом необходимости выполнения задач по надежному питанию потребителей и низких потерь электроэнергии. Тесное взаимодействие с производителями электротехнического оборудования, научными учреждениями обеспечивает вариативность в принятии решений о развитии сетей, сохраняет высокий уровень надежности питания потребителей электроэнергии и эффективность инвестиционных вложений.

УДК 621.311:338.242

ОПТИМИЗАЦИЯ НЕДЕЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ГИДРОТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ МЕТОДОМ ВНУТРЕННЕЙ ТОЧКИ

П.М. Ерохин[1], *К.С. Колясников*[2], *Д.М. Максименко*[3]
[1]ОАО «СО ЕЭС», г. Екатеринбург
[2]Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург,
[3]ОАО «НИИПТ», г. Санкт-Петербург

Введение. Рассмотрим задачу расчета оптимальных недельных режимов совместно работающих тепловых и гидравлических электростанций. В качестве критерия оптимизации используем критерий минимума стоимости электроэнергии производимой на ТЭС.

Расчет режимов осуществляется с учетом связи ГЭС в каскаде, потерь перетоков мощности в сети, прогнозного спроса, а также заявленных цен на производимую электроэнергию для каждой ГЭС и ТЭС. Связь долгосрочных и недельных режимов ГЭС осуществляется через, так называемую, функцию последействия [1].

В указанной постановке, мы имеем задачу нелинейного математического программирования:

$$\sum_{i=1}^{7}\sum_{t=1}^{24} c_{it}\cdot\left(P_{\text{ТЭС}\,it}+P_{\text{ГЭС}\,it}\right)+\text{И}_{\text{посл}}\rightarrow min, \qquad (1)$$

с ограничениями по балансу воды:

$$\frac{1}{24K_i}\Delta W_{\text{ГЭС}\,di}+Q_{\text{НБ}\,di}-\sum_{\xi=1}^{\Theta}\left(\left(1-\frac{\tau_{d\xi}}{24}\right)Q_{\text{НБ}\,\xi i}-\frac{\tau_{d\xi}}{24}Q_{\text{НБ}\,\xi(i+1)}\right)=\varphi_{di}, \qquad (2)$$

$$Q_{\text{НБ}\,di}=\frac{1}{24}\left(\sum_{t=1}^{24}Q_{dit}+\sum_{t=1}^{24}Q_{\text{х.с}dit}\right),$$

по балансу активной и реактивной мощности в узлах сети:

$$P_{jt}-U_j^2G_{jj}-U_j\sum_{\substack{j=1\\ j\neq k}}^{m+1}U_k\left(G_{jk}\cos\delta_{jk}-B_{jk}\sin\delta_{jk}\right)=P_{\text{н}\,jt}, \qquad (3)$$

$$Q_{jt} - U_j^2 B_{jj} - U_j \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{m+1} U_k \left(B_{jk} \sin\delta_{jk} + G_{jk} \cos\delta_{jk} \right) = Q_{\text{н } jt}, \quad (4)$$

по предельным уровням верхнего и нижнего бьефов, расходов воды через ГЭС и холостых сбросов:

$$Z_{\text{ВБ min}} \leq Z_{\text{ВБ}} \leq Z_{\text{ВБ max}}, \quad (5)$$

$$Z_{\text{НБ min}} \leq Z_{\text{НБ}} \leq Z_{\text{НБ max}}, \quad (6)$$

$$Q_{\text{min}} \leq Q \leq Q_{\text{max}}, \quad (7)$$

$$Q_{\text{x.c.min}} \leq Q_{\text{x.c.}} \leq Q_{\text{x.c.max}}, \quad (8)$$

по диапазону регулирования активной и реактивной мощности ТЭС и ГЭС:

$$P_{\text{ТЭС min}} \leq P_{\text{ТЭС}} \leq P_{\text{ТЭС max}}, \quad (9)$$

$$P_{\text{ГЭС min}} \leq P_{\text{ГЭС}} \leq P_{\text{ГЭС max}}, \quad (10)$$

$$Q_{\text{ТЭС min}} \leq Q_{\text{ТЭС}} \leq Q_{\text{ТЭС max}}, \quad (11)$$

$$Q_{\text{ГЭС min}} \leq Q_{\text{ГЭС}} \leq Q_{\text{ГЭС max}}, \quad (12)$$

по предельным перетокам контролируемых сечений:

$$P_{min\ s} \leq P_s \leq P_{max\ s}, \quad (13)$$

И – издержки потребителей на покупку электроэнергии, с – ценовые заявки ТЭС и ГЭС, $И_{\text{посл}}$ – функция последействия $\Delta W_{\text{ГЭС}}$ – разница между объемом водохранилища *d*-й ГЭС на начало и конец *i*-го интервала планирования, K_i – масштабный множитель, $Q_{\text{НБ}}$ – средний за рассматриваемый интервал расход воды через гидроузел *d*-й ГЭС, *Q* – расход воды через гидротурбины ГЭС, $Q_{\text{х.с.}}$ – холостой сброс, $\tau_{d\xi}$ – время добегания расходов от *d*-й ступени каскада до ξ-й в часах $\xi = 1 \ldots \Theta$, Θ – количество вышележащих ГЭС, φ_{di} – притока к створу *d*-й ГЭС в *i*-м интервале планирования, $Z_{\text{ВБ}}$, $Z_{\text{НБ}}$ – уровень верхнего и нижнего бьефов, $P_{\text{ТЭС}}$, $P_{\text{ГЭС}}$, $Q_{\text{ТЭС}}$, $Q_{\text{ГЭС}}$ – активная и реактивная мощность ТЭС и ГЭС, *P*, $P_{\text{н}}$, *Q*, $Q_{\text{н}}$ – генерация и потребление активной и реактивной мощности в j-м узле энергосистемы, P_s – переток по *s*-му контролируемому сечению.

В настоящей работе рассматривается применение алгоритма внутренней точки [2] для оптимизации недельных режимов совместно работающих тепловых и гидравлических электростанций. В данном алгоритме сходимость к решению основывается на применении метода доверительной области. Соблюдение нелинейных ограничений осуществляется с помощью, так называемого, фильтра, который создает эффективные границы на изменение независимой переменной.

Метод внутренней точки для нелинейного программирования. Запишем условия поиска экстремума целевой функции (1) с ограничениями (2)-(13) в математической нотации [2]:

$$f(\boldsymbol{x}) \to min, \quad (14)$$

$$h(\boldsymbol{x}) \leq 0, \quad (15)$$

$$\boldsymbol{x}_{min} \leq \boldsymbol{x} \leq \boldsymbol{x}_{max}, \quad (16)$$

Опуская математические выкладки [2], укажем, что значение точки на каждой итерации определяется формулой:

$$\boldsymbol{\omega}_{\eta+1} = \boldsymbol{\omega}_\eta + \alpha^n(\Delta)\boldsymbol{\omega}_\eta^n + \alpha^t(\Delta)\boldsymbol{\omega}_\eta^t$$

$\boldsymbol{\omega}=(\boldsymbol{x}, \boldsymbol{y}, \boldsymbol{z_1}, \boldsymbol{z_2})^{\mathrm{T}}$, $\boldsymbol{y}, \boldsymbol{z_1}, \boldsymbol{z_2}$ – множители Лагранжа к ограничениям равенствам и неравенствам; η – номер текущей итерации, ω_n, ω_t – нормальный и тангенциальный шаг, α_n и α_t – длина шага вдоль нормальной и тангенциальной составляющей соответственно.

Шаг в методе внутренней точки определяется на основе решения следующей системы уравнений:

$$\begin{bmatrix} G + (X - X_{min})^{-1} Z_1 + (X_{max} - X)^{-1} Z_2 & A^T \\ A & 0 \end{bmatrix} \omega = - \begin{bmatrix} r_1 + r_3 + r_4 \\ r_2 \end{bmatrix}, \quad (17)$$

где G – Гессиан функции Лагранжа задачи (14) – (16), $A = \frac{dh(x)}{dx}$.

Для вычисления нормального шага в (17) устанавливаем: $\mathrm{r_1} = 0$, $\mathrm{r_2} = \mathrm{h(x)}$, $\mathrm{r_3} = \mathrm{z_1} - (\mathrm{X} - \mathrm{X_{min}})^{-1}\mu\mathrm{e}$, $\mathrm{r_4} = \mathrm{z_2} - (\mathrm{X_{max}} - \mathrm{X})^{-1}\mu\mathrm{e}$, для тангенциального: $\mathrm{r_1} = \frac{\partial И}{\partial \mathrm{x}} + \mathrm{A^T y} - \mathrm{z_1} + \mathrm{z_2}$, $\mathrm{r_2} = 0$, $\mathrm{r_3} = (\mathrm{X} - \mathrm{X_{min}})^{-1}(1 - \sigma)\mu\mathrm{e}$, $\mathrm{r_4} = (\mathrm{X_{max}} - \mathrm{X})^{-1}(1 - \sigma)\mu\mathrm{e}$, где σ – центрирующий параметр; e – вектор, состоящий из единиц; μ - барьерный параметр, заглавными буквами обозначены матрицы с соответствующими диагональными элементами.

Выбор радиуса доверительной области основывается на сравнении отношения фактического изменения значения целевой функции к предсказанному некоторой моделью. Это соотношение называется критерием достаточного снижения:

$$p = \frac{\text{фактическое снижение}}{\text{предсказанное снижение}} = \frac{\Theta_g(\omega) - \Theta_g(\omega(\Delta))}{m(\omega) - m(\omega(\Delta))}, \quad (18)$$

где $\Theta_g(\omega) = \mu(\omega) + \|\nabla_x l(\omega)\|^2$, – мера оптимальности. В качестве модели используется разложение Θg(ω) в ряд Тейлора в рассматриваемой точке: $m(\omega(\Delta)) = \mu(\omega(\Delta)) + \|\nabla_x l(\omega) + \nabla^2_{\omega x} l(\omega(\Delta))(\omega(\Delta) - \omega)\|^2$, $\nabla_x l(\omega)$, $\nabla^2_{\omega x} l(\omega(\Delta))$ – первая и вторая частные производные функции Лагранжа задачи (14) – (16) [3].

Если $p < \eta_1$, то радиус доверительной области уменьшается на половину, а если $p \geq \eta_1$, то радиус не изменяется, здесь η_1 – заданная константа.

Особенности реализации алгоритма и численные результаты. Для решения задачи (1) – (13) обозначим вектор независимых переменных следующим образом: $\boldsymbol{x}=[\boldsymbol{W}\ \boldsymbol{P_{ТЭС}}\ \boldsymbol{Q_{ТЭС}}\ \boldsymbol{q}\ \boldsymbol{p}\ \boldsymbol{Q}\ \boldsymbol{Q_{х.с.}}\ \boldsymbol{Q_{ГЭС}}\ \boldsymbol{\delta}\ \boldsymbol{U}]^T$, где W – объемы водохранилища на конец рассматриваемого интервала планирования, Q – расход воды через гидротурбины ГЭС, Qх.с. – расход холостых сбросов через гидроузел, $P_{\text{ТЭС}}$ – активная мощность ТЭС, $Q_{\text{ТЭС}}$, $Q_{\text{ГЭС}}$ – потребляемая/вырабатываемая реактивная мощность ТЭС и ГЭС, q и p – фиктивные переменные, δ и U –фаза и модуль напряжения.

Основываясь на том, что целевая функция (1) имеет единственный экстремум [3,4], критерий (18) запишем в следующем виде:

$$p = \frac{И(P_{\text{ТЭС}}) - И(P_{\text{ТЭС}}(\Delta))}{m(P_{\text{ТЭС}}) - m(P_{\text{ТЭС}}(\Delta))},$$

где И(P) и И(P(Δ)) – значения целевой функции в текущей и новой точках, $m(P(\Delta)) = \mathrm{c} \cdot P + \mathrm{c} \cdot (P(\Delta) - P)$, здесь P – суммарная мощность ТЭС и ГЭС на текущей итерации, c – цена на продажу электроэнергии, соответствующая мощности P.

Также необходимо отметить, что относительно компонент вектора независимых переменных W и Q, матрица вторых производных является несимметричной. Для использования описанного алгоритма заменяем ее симметричной матрицей [5].

Для примера, рассмотрим простую схему энергосистемы, рис. 1 и выполним расчет двух режимов: в первом режиме ограничения по сечению 1 отсутствуют, во втором режиме пропускная способность сечения 1 в третьем расчетном интервале равна 70 МВт.

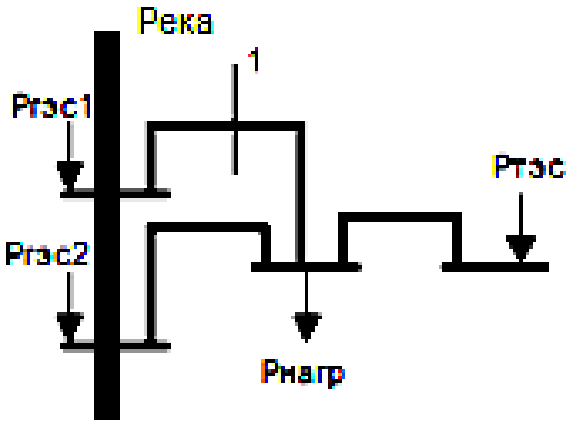


Рис. 1. Схема рассматриваемой энергосистемы

Результаты расчетов представлены на рис. 2. Как видно из рисунков, наличие ограничения по сечению 1 вынуждает алгоритм менять режим работы двух ГЭС в соответствии с этим ограничением.

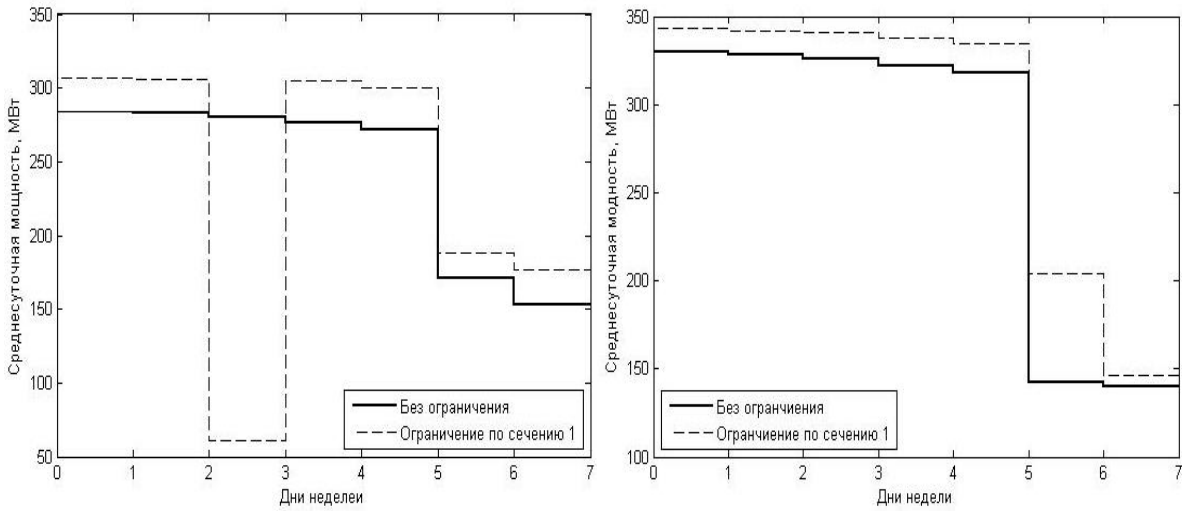


Рис. 2. Результаты расчетов режимов работы ГЭС для двух вариантов

Выводы:

1. Разработан основанный на методе внутренней точки алгоритм для расчета оптимальных недельных режимов параллельно работающих ТЭС и ГЭС с учетом сетевых ограничений.

2. В исходном алгоритме предложена замена критерия достаточного снижения на соотношение изменения функции к ее линейной модели.

3. Разработанный алгоритм может быть использован для планирования недельных режимов электроэнергетических систем.

Литература

1. Цветков Е.В., Алябышева Т.М., Парфенов Л.Г.; Под ред Е.В. Цветкова. Оптимальные режимы гидроэлектростанций в энергетических системах. – М.: Энергоатомиздат, 1984.
2. Ulbrich M., Ulbrich S., Vicente L. N. A globally convergent primal-dual interior-point filter method for nonlinear programming. Mathematical Programming, 100, 2004. – С. 379-410.
3. Цветков Е.В. Расчет оптимального регулирования стока водохранилищами ГЭС на ЦВМ. – М.: Энергия, 1967.
4. Идельчик В.И. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей и систем. – М.: Энергоатомиздат, 1988.
5. Колясников К.С. Ерохин П.М. Оптимизация долгосрочных режимов работы гидроэлектростанций при заданном гидрографе методом внутренней точки. Электроэнергетика глазами молодёжи: научные труды III международной научно-технической конференции: сборник статей. В 1 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – С. 266-270.

УДК 620.91+620.92

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ РЕГУЛИРОВАНИЕ ИНТЕГРАЦИИ ИСТОЧНИКОВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ В ЭНЕРГОСИСТЕМУ

П.К. Березовский
ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы», Москва

Распределенная генерация является одним из приоритетных направлений развития электроэнергетического комплекса в развитыхстранах мира. В этой сфере уже накоплен весомый зарубежный опыт в аспектах формирования единого понятия распределенной генерации (CIGRE, IEEE и др.), стандартизации технических требований, интеграции объектов распределенной генерации в энергосистему. В целом, это послужило основным драйвером развития технологий интеллектуальных энергосистем SmartGrid и сформировало новый кластер задач перед современной электроэнергетикой: управление микроэнергосистемами и технологическими комплексами с гибридными источниками энергии, планирование режимов работы и противоаварийное управление энергосистем с высокой долей ВИЭ, разработка системных технических решений для электрификации удаленных районов и др.[1-2]

При этом, анализируя концепции распределенной генерации разных стран, при довольноотличных механизмах ранжирования объектов распределенной генерации по различным параметрам, следует выделить два общих идентифицирующих признака: относительно малая мощность объектов генерациии близость их «констелляции» к месту конечного потребления электроэнергии.

Развитие распределенной генерации происходит под действием сразу множества факторов: непрекращающийся рост стоимости электроэнергии вкупе с истощением углеводородных энергетических ресурсов в ряде регионов мира, повышение требований к качеству и надежности энергоснабжения потребителей, необходимость внедрения энергосберегающих и энергоэффективных технологий, улучшение экологической обстановки в мире, развитие интеллектуальных сетей в рамках концепции SmartGrid. Однако, учитывая вышесказанное, и, при всем многообразии сфер применения объектов распределенной генерации (энергоснабжение в удаленных районах, коммунальное тепло- и электроснабжение на базе когенерационных установок, основное и резервное электроснабжение промышленных предприятий, в т.ч. энергобъектов и др.), отставание России в вопросах обеспеченности законодательной и нормативно – технической базой весьма существенно.

Важная роль в продвижении распределенной генерации отводится государственной поддержке, которая, как показывает зарубежный опыт, находит свое отражение впринятии соответствующих подзаконных актов, инвестировании достаточных объемов финансовых средств, внедрении механизмов достижения целевых

показателей, стандартизации, введения административных и экономических инструментов. Целый ряд документов общеевропейского значения [3-5], а также национального уровнястран ЕС, направлены на выполнение общей энергетической стратегии ЕС – 20/20/20. В рамках этой стратегии созданы достаточно весомые преференции для энергетических объектов распределенной генерации (малая когенерация, генерация на базе ВИЭ), в том числе приоритетный сетевой доступ и льготные тарифы налогообложения. Вопрос развития распределенной генерации, как одного из приоритетных направлений модернизации отрасли, в России, поднят в Государственной программе Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики» (РП РФ от 03.04.2013 г.; Подпрограмма 6), в «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации» (РП РФ от 3.04.2013 г.). Документы подчеркивают общий положительный эффект от развития распределенной генерации (обеспечение соблюдения стандартов надежности для географически отдаленного потребителя, технологическое присоединение новых потребителей, отказ от менее эффективного строительства протяженных линий электропередачи и другой инфраструктуры, снижение выбросов парниковых газов) и необходимость обеспечения и отработки механизмов нормативно-правового и нормативно-технического регулирования, обеспечения условий интеграции объектов распределенной генерации (в том числе на основе ВИЭ) в энергетическую систему, а также создание стимулов для развития распределенной генерации. Также утверждены Правила определения цены на мощность генерирующих объектов (ПП РФ от 28 мая 2013 г. №449), функционирующих на основе возобновляемых источников энергии, обеспечивающие возврат капитала, инвестированного в их создание и необходимый уровень его доходности [6].

Обзор базы нормативно-техническогорегулирования стран ЕС, Китая, США в отношении распределенной генерации показывает, что наибольший прогресс в этом аспекте достигнут в ветрогенерации. Это подтверждается данными по введению новых мощностей на базе ВИЭ и росту общей доли выработки электроэнергии ветропарками. По статистике Международного энергетического агентства (IEA-Wind) на 2011 год, установленная мощность ветроустановок составляла: в Великобритании – 6,470 МВт (4,24% от всей потребляемой электроэнергии); в Германии – 20,075 МВт (7,6%); в США 49,916 МВт (2,9%); в Китае – 62,364 МВт (1,6%) [7]. По данным Европейской ветроэнергетической ассоциации (EWEA), за первую половину 2013 года в энергосистему ЕС было введено 1045,1 МВт мощностиморской (оффшорной) ветрогенерации [8]. Согласно отчетности Министерства энергетики США, на второй квартал 2013 года установленная мощность ветроустановок составляет 59,346 МВт[9].

Технические требования, предъявляемые к распределенной генерации при их интеграции в энергосистему, как правило, выпускаются в виде специальных стандартов и положений системных кодексов. Особое внимание уделяется мощным источникам на базе ВИЭ – ветропарки, которые CIGRE[1] уже не относит к распределенной генерации, и которые требуют дополнительного внимания по техническим аспектам присоединения и работы в составе ЭЭС.

Структурное наполнение этих документов в разных странах в целом схоже и в большинстве своем содержит требования к: конструкции генерирующей установки, технологическому подключению объекта, эксплуатации энергоустановок, работе источников при возмущениях в ЭЭС, участию малой генерации в восстанов-

лении работы энергосистемы, обеспечению качества электроэнергии, компенсации реактивной мощности, учету электроэнергии. Большое внимание уделяется работе объектов распределенной генерации, а именно ветроустановок, при снижении напряжения в энергосистеме (LVRTcapability), так как рост установленной мощности ветропарков неизбежно ведет к усилению воздействия на устойчивость энергосистемы. В 2011 году, после ряда случаев отключения более чем 500 ветровых турбин от энергосистемы, и потери около 1000 МВт мощности, приведшей к колебаниям частоты от 50,03 Гц до49.81Гц, Государственная комиссия по регулированию электроэнергетики Китая выпустила более строгие технические нормативы, обязывающие подключать к энергосистеме только ветроустановки с LVR Ттехнологией. Эти нормативы были отражены в национальном стандарте GB/T19963-2011, введенном в действие в июле 2012 года [10]. Аналогичные требования содержат сетевые кодексы Канады (AESO и Hydro Québec Trans Energie), Германии (E-On, BDEW), США (FERC«Interconnectionfor Wind Energy»). Сетевой кодекс Европейского сообщества операторов магистральных сетей в области электроэнергетики (ENTSO-E) не экстрагирует требований конкретно к объектам распределенной генерации, и не разделяет генераторные установки по первичным источникам энергии. Однако он применим для всех типов генераторных установок и ранжирует их по уровню напряжения в точке технологического подключения и максимальной мощности генераторной установки. Документ выделяет материковые и морские энергоцентры (подключены к сети асинхронно или через силовую электронику и имеют отдельную точку подключения), и синхронно подключенные к сети энергоустановки (один или несколько энергоблоков в составе электростанции, один или несколько накопителей электроэнергии или несколько энергоблоков, нераздельно связанных технологическим процессом) [11].

Технические условия работы распределенной генерации в составе энергосистемы имели широкое обсуждение при объединении в 2005 году рынков электроэнергии Шотландии, Англии и Уэльса (BETTA), и сведении технических требований системных кодексов к энергоустановкам, использовавшихся крупнейшими энергетическими компаниями этих стран, в единый кодекс – The Grid Code. Согласование проходило по следующим аспектам: работа энергоустановок при снижении напряжения в энергосистеме, режимы работы при изменении частоты, участие в регулировании частоты, реактивной мощности и уровней напряженияв энергосистеме, скорость изменения мощности энергоустановок [12].

Огромная работа по консолидации опыта энергетики стран мира по вопросам эволюции развития электрических сетей, интеграции распределенной генерации в энергосистему и полученных системных эффектах, ведется Исследовательским комитетом C6 CIGRE «Системы распределения электроэнергии и распределенная генерация». Техническая брошюра CIGRETB 313 [2] представляет собой свод информации в контексте распределенной генерации по действующим критериям присоединения к сети в разных странах, действующим международным стандартам, упрощенным методическим примерам расчета технических параметров и алгоритмам процедур при присоединении источников к сети в разных странах мира, по разработке методик для определения технических требований к установкам.

Таким образом, на основе проведенного анализа, можно сделать следующий вывод – активное становление распределенной генерации вносит значительную специфику в задачи управления функционированием и перспективным развитием

энергосистем. Обеспечение устойчивой и надежной работы распределенной генерации в составе энергосистемы и изолировано от нее, требует стандартизации технических требований, внесения соответствующих изменений в нормативные и подзаконные акты. При решении этих задач, следует уделить особое внимание на уже имеющийся зарубежный опыт в обозначенных сферах.

Литература

1. КучеровЮ.Н., ФедоровЮ.Г. Анализ зарубежного опыта развития распределенной генерации и условий ее работы в составе энергосистемы // Вторая Всероссийская конференция «Развитие малой распределенной энергетики в России», 2012.
2. ISBN 978-2-85873-001-8. Technical Brochure 313: Connecion Criteria at the Distribution network for distributed generation. // C6 CIGRE Technical Committee 2007.
3. Directive 2001/77/EC of the EuropeanParliament and of the Council of 27 September 2001on the promotion of electricity produced from renewable energy sources in the internal electricitymarket.
4. Directive 2004/8/EC of the European Parliament and of the Council of 11 February 2004 on the promotion of cogeneration based on a useful heat demand in the internal energy market and amending Directive 92/42/EEC.
5. Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC.
6. Постановление Правительства РФ от 28 мая 2013 г. №449 О механизме стимулирования использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) на оптовом рынке электрической энергии и мощности. [Электронный ресурс]: Информационное агентство «BigElectricPowerNews».URL:http://www.bigpowernews.ru/research/docs/document50066.phtml?&q=0J/QoNCQ0JLQmNCi0JXQm9Cs0KHQotCS0JAg0KDQpCDQntCiIDI4INCc0JDQryAyMDEzINCTLiDihJY0NDk (дата обращения: 7.08.2013).
7. The European offshore wind industry – key trends and statistics 1st half 2013. [Электронный ресурс]: European Wind Energy Association – EWEA asbl/vzw 2005 – 2013. URL:http://www.ewea.org/statistics/offshore/ (дата обращения: 7.08.2013).
8. U.S. Department of energy. [Электронный ресурс]: U.S. Energy Information Administration. URL: http://www.eia.gov/forecasts/steo/pdf/compare.pdf (дата обращения: 7.08.2013).
9. Dr Liangzhong Yao. Large Wind Power Outage & Defense Strategies // Workshop «Large Disturbances». 27 AugustCigre Session Paris 2012.
10. GB/T 19963-2011. Technical rule for connecting wind farm to power network // AQSIQ, SAC. 2011. Китай.
11. Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators // European Network of Transmission System Operators for Electricity 2013.
12. New generation technologies and GB grid codes. Report on cange proposals to the Grid codes in England & Wales and in Scotland // Sinclare Knight Merz (Europe) Ltd.

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)

РАСПРЕДЕЛЕННАЯ ЭНЕРГЕТИКА В ОПЕРАЦИОННОЙ ЗОНЕ ТЮМЕНСКОГО РДУ

Р.А. Бикбаев
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Тюменское РДУ, г. Сургут

Тюменская энергосистема наглядно представляет собой классический пример централизованной энергосистемы, где ключевым звеном является сосредоточение крупных генерирующих мощностей на территории одной операционной зоны. Тем не менее, за последние 5 лет было введено большое количество малых электростанций, построенных нефтегазодобывающими компаниями для покрытия соб-

ственных вновь подключаемых нагрузок. Данная тенденция во многом обусловлена характером основной деятельности предприятий, расположенных на территории ХМАО – нефтегазодобычей.

В настоящий момент на территории ХМАО крупными нефтегазодобывающими компаниями введено более 1400 МВт собственных мощностей. Среди факторов, в большей мере способствующих созданию компаниями собственных источников генерации выделяются следующие:

1. Опережение темпов роста нагрузки потребителей и развития сети

Тюменская ЭС в настоящее время имеет дефицит трансформаторных мощностей и пропускной способности ЛЭП 110 кВ и выше. Ежегодный прирост электропотребления по энергосистеме составляет 3-5%, что в целом превышает показатель темпов ввода трансформаторных мощностей. По статистическим данным в 2011г. было введено 2818 МВА трансформаторных мощностей, в 2012г. – 1200 МВА. Несмотря на значительную величину вводов в период 2011-2012г., в 6 из 10 энергорайонов подключение потребителей с максимальной мощностью более 670 кВт в данный момент практически не осуществляется. Технологические присоединения откладывается до момента ввода новых питающих центров либо усиления существующей электрической сети. Учитывая, что при этом серьезно тормозится промышленное и экономическое развитие региона, усиление распределительной сети имеет одно из первостепенных позиций в инвестиционных проектах сетевых компаний. Тем не менее, в силу длительности процесса реализации инвестпроектов, появление малых мощностей, позволяет нефтегазодобывающим компаниям полностью или частично покрывать собственный дефицит мощности и положительно сказывается на балансовой ситуации энергорайона, в том числе и на разгрузке существующих сетей.

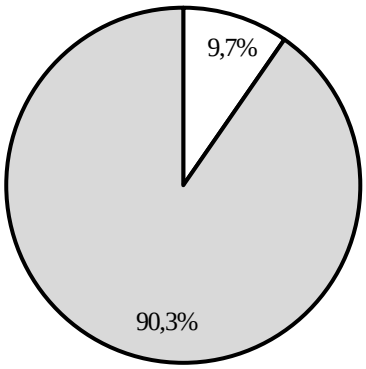


Рис.1. Доля собственной генерации в общем объеме установленной мощности

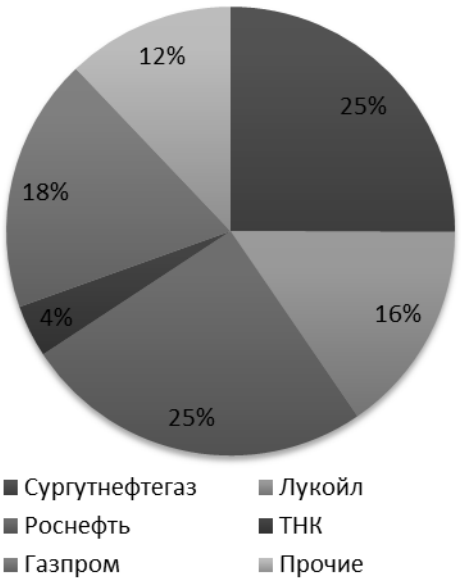


Рис. 2. Соотношение установленной мощности электростанций по компаниям

2. Повышение надежности электроснабжения

Строительство электростанций в непосредственной близости от потребителя позволяет одновременно решать несколько задач, связанных с надежностью электроснабжения. Появление малых электростанций обеспечивает снижение перетоков в распределительной сети, что, в свою очередь, приводит к снижению потерь в сетях. Наличие ре-

гулировочных диапазонов по реактивной мощности генераторов позволяет добиваться приемлемых уровней напряжения в узлах нагрузки при различных режимах работы. Прямым следствием этого является уменьшение объемов сбросов нагрузки при значительных снижениях напряжения.

3. Экономический эффект

Несмотря на то, что все крупные объекты энергетики на территории Тюменской ЭС изначально создавались за счет государственного финансирования, объекты, отнесенные к малой энергетике и вводимые сегодня, создаются без его участия. Инициатива их создания целиком и полностью принадлежит нефтегазодобывающим компаниям. Причиной тому служит то, что услуги ЕЭС стали весьма дорогими для промышленных потребителей в результате реформирования РАО ЕЭС. К тому же, необходимость сдерживания цен для населения привела к появлению т.н. перекрестного субсидирования, результатом которого стала дополнительная финансовая нагрузка на предприятия. В этой связи строительство собственных мощностей компаниями явилось очевидным следствием высокого роста тарифов и стоимости услуг поставщиков электроэнергии. Главным преимуществом наличия собственной электростанции является возможность быстрого расширения производства, т.к. исчезает потребность в развитии сетевой инфраструктуры со стороны сетевых организаций, пропадает необходимость оплаты технологического присоединения к сетям, сооружения газопроводов для транспортировки попутного газа.

4. Снижающаяся эффективность централизованной модели энергоснабжения

Современная модель развития энергосистемы, берущая свое начало на этапах зарождения ЕЭС где преимущество отдавалось крупным КЭС в современных условиях развития будет постепенно утрачивать свою значимость. Один из принципов данной модели - передача электроэнергии на большие расстояния помимо больших издержек на содержание приводит к ощутимым потерям электроэнергии в сетях (совокупная протяженность ЛЭП Тюменской ЭС составляет 42,5 тыс.км.). В конечном итоге все это перекладывается на потребителей. В связи с этим выгода, которую извлекают собственники из строительства электростанций будет определять увеличение доли малой генерации в общем объеме электростанций.

5. Постановление Правительства России № 1148, направленное на охрану окружающей среды

Основная деятельность на территории ХМАО связана с добычей углеводородов. Характеристика процесса такова, что на каждой стадии производства происходит выделение попутного нефтяного газа. До недавнего времени этот газ не находил своего применения и, в основном, сжигался в факелах. Однако, сложившийся в последнее время курс, направленный на энергосбережение и необходимость сохранения окружающей среды привел к принятию ПП РФ № 1148, согласно которому устанавливается предельно допустимое значения показателя сжигания попутного нефтяного газа в размере не более 5%. Данное постановление привело к значительному увеличению вводов распределенной генерации в операционной зоне Тюменского РДУ. В частности, в целях повышения уровня рационального использования ПНГ в ХМАО с 2007 года действует целевая программа сокращения объемов сжигания ПНГ, в результате которой к 2014 году будет достигнут требуемый уровень в

95%. По состоянию на 2012 год[1], картина полезного использования ПНГ в ХМАО крупными нефтедобывающими компаниями выглядит следующим образом: Сургутнефтегаз – 99,2%, Роснефть – 51,2%, ТНК-ВР – 82,8%, Газпром нефть – 65,7%, Лукойл – 87,5%. Данные показатели позволяют говорить о перспективном увеличении количества малых электростанций на территории ТЭС.

Новый этап развития энергосистемы предъявляет особые требования к энергосистеме, при таких темпах роста невозможно не учитывать малую распределенную генерацию. Необходимо определять новые механизмы интегрирования. Однако, при всех положительных аспектах, для развития малой распределенной генерации существуют препятствия, накладывающие ограничения на полноценное развитие этой отрасли:

1. Сложности технического регулирования и лицензирования со стороны государства при строительстве малых электростанций.

Любая тепловая станция относится к опасным объектам. При вводе в эксплуатацию требуется не только подтверждение соответствия регламентов по безопасности машин и оборудования, но и подтверждения соответствия требованиям по энергоэффективности.

2. Затруднённость учета при долгосрочном планировании.

В централизованной системе решения о расположении объектов генерации принимаются на основании инженерных изысканий, учитывающих факторы минимизации затрат на строительство, развития сетевого хозяйства и др. При такой организации процесса проектировщики не в состоянии получить информацию о планах компаний по строительству собственных мощностей, и вынуждены пренебрегать этим фактором. В результате несогласованности инвестпроектов возникают ситуации, когда вложение средств компаний в строительство сетевой инфраструктуры происходит нерационально: ЛЭП и ПС строятся там, где из-за компенсирующего эффекта малых электростанций необходимость в них не подтверждена.

3. Сложность, возникающая при присоединении к сетям ЕЭС и оперативно-диспетчерскому управлению.

В настоящее время в операционной зоне ТРДУ подавляющее число электростанций малой генерации работают параллельно с энергосистемой в целях резервирования электроснабжения. При осуществлении таких присоединений со стороны СО предъявляются достаточно жесткие требования к оборудованию. Трудности возникают и при краткосрочном планировании режимов, составлении графиков ремонтов, когда вследствие не наблюдаемости перспективных режимов работы электростанций это приводит к срывам плановых сроков ремонта оборудования.

4. Отношение сетевых и генерирующих компаний.

Рост числа независимых (или зависимых в меньшей степени) потребителей влияет на расстановку приоритетов по отношению ко всем субъектам энергорынка. Наличие собственных источников у потребителей оказывает прямое сдерживающее влияние на рост инвестиционных доходов сетевых компаний. Не стоит забывать и о снижении статей доходов, связанных с транспортом энергии к таким потребителям, что приводит к пересмотру тарифной политики. Аналогичная ситуация происходит и с другими участниками рынка-генерирующими компаниями, вынужденными в связи с этим снижать объемы совокупной выработки электроэнергии и мощности, а также откладывать вводы дополнительных мощностей.

Подводя итог, нужно отметить, что преимущества, получаемые потребителями при переходе от исключительно централизованного электроснабжения, будут обеспечивать постепенное увеличение доли малой энергетики. Положительный эффект при этом будет распространяться на всю энергосистему в целом. В будущем дальнейшее развитие отрасли станет возможным лишь при условии гармоничного сочетания объектов большой и малой распределенной энергетики.

Литература

1. Попутный нефтяной газ в России: «Сжигать нельзя, перерабатывать!» / П.А. Кирюшин, А.Ю. Книжников, К.В. Кочи, Т.А. Пузанова. – М.: WWF, 2013. –88 с.

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)

КОНЦЕПЦИЯ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ БУДУЩЕГО

А.И. Дернов
ПО ПГЭС филиала ОАО «МРСК Урала» – «Пермэнерго», г. Пермь

В настоящий момент широко освещаются новые технологии и достижения в области энергоэффективности, все больше появляется на рынке инновационных продуктов для энергетической отрасли. Среди всего многообразия предложений инвестору труднее стало осуществлять свой выбор по вложению капитала, руководителям энергетических организаций сложнее внедрять новые технологии и продукцию с точки зрения будущей окупаемости затрат на их внедрение, особенно с учетом большого периода возврата инвестиций или времени для повышения таких показателей энергосистемы, как надежность, энергоэффективность и т.д. Существующая ситуация дополнительно осложняется тем, что у всех игроков на инновационном энергетическом рынке идей разные интересы. Технологии и продукты, которые выгодно поддерживать ОАО «Российские сети», совершенно не интересны, и, даже наоборот, ущемляют интересы, например, генерирующих компаний (ОГК и ТГК), с точки зрения будущего развития их сектора рынка. При таком положении вещей, с целью определения своей позиции в вопросах развития или внедрения той или иной новой технологии или продукции в энергетике, важным становится знание основной концепции развития систем электроснабжения, в разрезе будущего влияния этих систем на различные сегменты энергетического рынка, и определения основных рисков в случае их внедрения.

Одной из главных характеристик системы электроснабжения, которая определяет почти все остальные ее параметры и элементы, является конфигурация системы распределения. Если провести краткий обзор и анализ отрасли, то современные системы распределения электрической энергии выполняются в виде разомкнутых и замкнутых конфигураций. При этом разомкнутые конфигурации делятся на радиальные и магистральные конфигурации. Комбинации различных конфигураций систем распределения электроэнергии образуют радиально-магистральные и сложно-замкнутые конфигурации сети [1].

Основываясь на предположении, что современные системы электроснабжения и системы электроснабжения будущего будут кардинально отличаться друг от друга, поставим себе цель создать другую, новую классификацию конфигураций систем распределения, которая позволила бы уже разработать концепцию развития систем электроснабжения будущего. Для решения поставленной задачи используем широко известный математический подход в диалектике и построим, так называемую модель «простой» (нулевой) системы распределения электрической энергии, полученную модель логически экстраполируем в сторону ее локальных точек (максимумов или минимумов) развития [2].

Для построения «простой» системы распределения электрической энергии используем минимально возможную конфигурацию, состоящую из одной «связи» и двух «узлов» разных видов. В качестве «связи» будет подразумеваться некоторая технологически созданная среда для передачи электроэнергии. Для примера, в настоящее время – это комбинация трансформаторных подстанций и линий электропередач. «Узлы» делятся на два вида: источники (генераторы или накопители) электрической энергии и приёмники (потребители или накопители) электрической энергии.

Для возможности дальнейшего усложнения полученной модели «простой» системы распределения электрической энергии необходимо наложить следующее ограничение на модель для «узлов» относящихся к приемникам. Будем считать, что экстраполированные в сторону локальных точек (максимумов или минимумов) развития системы распределения электрической энергии должны обеспечивать электроснабжение максимального количества (в идеале бесконечного) потребителей, что позволит отсеять промежуточные конфигурации и конфигурации не соответствующие требованию растущего рынка потребления электроэнергии.

Используя построенную выше модель «простой» системы распределения электрической энергии и заданные граничные условия для «узлов» потребителей, определим возможные направления экстраполяции развития модели. Путей развития будет только два. Первый путь – это обеспечение электроснабжения растущего числа «узлов» потребителей за счет развития количества и качества «связей». Второй путь – это обеспечение электроснабжения растущего числа «узлов» потребителей за счет развития количества и качества «узлов» источников электроэнергии.

Первую систему электроснабжения назовем распределительной – она характеризуется достаточно небольшой плотностью источников электричества и высокой площадью охвата потребителей. Вторую систему электроснабжения назовем распределенной – она характеризуется достаточно большой плотностью источников электричества и низкой площадью охвата потребителей. Здесь мы под плотностью источников электричества будем понимать отношение количества «узлов» источников к общему количеству всех «узлов» связанных друг с другом. Под площадью охвата потребителей подразумевается минимально возможная пространственная площадь, очерченная условными линиями, внутри которой находятся все связанные друг с другом «узлы».

Современная нам с Вами электроэнергетика яркий пример распределительной системы электроснабжения. Однако, начиная с конца XX века, все чаще и чаще стала заявлять о себе распределенная система электроснабжения – это ручные электрические приборы и инструменты, сотовые телефоны, электромобили и автомоби-

ли с комбинированным приводом, системы малой генерации на солнечных батареях или ветряных генераторах [3]. Сделав анализ известных нам распределенных систем, мы сможем увидеть два ярких их подтипа: автономная распределенная система электроснабжения (сотовые телефоны, электромобили) и связанная распределенная система электроснабжения (системы малой генерации на солнечных батареях или ветряных генераторах).

Автономная распределенная система электроснабжения – это система, в которой «узел» источника является частью «узла» потребителя. «Связь» между этими «узлами» реализуется внутренней системой электроснабжения «узла» потребителя. Другие типы «связей» в системе отсутствуют.

Связанная распределенная система электроснабжения – это система, в которой «узел» источника является частью «узла» потребителя. «Связь» между этими «узлами» реализуется внутренней системой электроснабжения «узла» потребителя. При этом «узел» источника имеет «связи» с одним или несколькими ближайшими к нему «узлами» других источников с целью резервирования нагрузки (это очень важно – именно не питания, а резервирования). Назовем такие «связи» между «узлами» источников электричества в связанной распределенной системе электроснабжения «близкими связями».

Наличие «близких связей» очень важно для развития связанной распределенной системы электроснабжения, которая значительно удешевляет автономную распределенную систему электроснабжения за счет исключения дублирующего резервного источника питания необходимого на случай замены или не штатного выхода из строя действующего источника питания, резервный источник питания необходим также при пиковых повышениях нагрузки. Система «близких связей» позволяет создать некий конгломерат из автономных систем и дает им возможность перераспределять в случае необходимости потоки электроэнергии, поддерживая, тем самым, работу друг друга. Обязательным условием, по которому автономная система переходит в связанную – это наличие нескольких рядом расположенных автономных систем, позволяющих создать систему «близких связей».

Каковы перспективы развития, и есть ли они вообще, у современной нам распределительной системы электроснабжения? Чтобы ответить на этот вопрос, разберемся вначале в конечном результате ее развития, а именно в том, что такое идеальная распределительная система и как она должна работать?

Идеальная распределительная система электроснабжения в соответствии с нашей моделью обладает одним или несколькими (конечное множество) «узлами» источниками электроэнергии, от которых посредством системы «дальних связей» могут получать электроэнергию неограниченное множество «узлов» потребителей. При этом под системой «дальних связей» будем понимать технологически созданную среду для передачи электроэнергии любой мощности (в пределах возможностей «узлов» источников) на неограниченно большие (в рамках планеты) или малые расстояния с возможностью образования бесконечного количества точек подключения «узлов» потребителей.

Из определения «дальней связи» понятно, что основным ее свойством является передача электроэнергии с очень малыми технологическими потерями и эксплуатационными затратами. Только в этом случае появляются приемлемые условия

для создания идеальной распределительной системы, в которой, в принципе, не важным становится пространственное расположение «узлов» на территории нашей планеты. У всех потребителей и генераторов электроэнергии появляется равная возможность образовывать друг с другом любые «связи», если эти «узлы», конечно, входят в систему «дальних связей».

Под малыми технологическими потерями в системе «дальних связей» будем понимать технологические потери не более чем 4% от всей передаваемой мощности электроэнергии на расстояния порядка 40 000 км (длина экватора). Таким образом, потери электроэнергии в «дальних связях» не должны превышать технологические потери передаваемой мощности электроэнергии в наше время на расстояния порядка 40 км.

Под эксплуатационными затратами подразумеваются финансовые средства, направляемые на поддержание в рабочем состояние и развитие технологически созданной среды для передачи электроэнергии. При этом под малыми эксплуатационными затратами будем понимать сумму всех затрат на транспорт электроэнергии от источника к потребителю, которая не превышает стоимости затрат на производство этой электроэнергии. В наше время стоимость транспорта электроэнергии, закладываемая в тариф, колеблется в пределах от 0,5 до 1,5 раза от стоимости ее генерации.

Проведя анализ всех возможных конфигураций идеальной распределительной системы электроснабжения, выделим два важных ее подтипа: централизованная система и сложно-радиальная.

Сложно-радиальная идеальная распределительная система электроснабжения – это система, в которой «узлы» потребителя с помощью системы «дальних связей», как правило, через транзит или напрямую соединяются с «узлами» источниками электроэнергии. Все «узлы» источники (или их большая часть) связаны друг с другом через систему «дальних связей» и образуют один единый «составной узел» источника электроэнергии.

Централизованная идеальная распределительная система электроснабжения – это система, в которой все «узлы» потребителя напрямую через систему «дальних связей» соединяются с «узлами» источниками электроэнергии. «Узлы» источники, как правило, не связаны друг с другом через систему «дальних связей» (в связи с отсутствием необходимости в этом). Понятно, что централизованная распределительная система является частным случаем сложно-радиальной, но именно она и является настоящей идеальной распределительной системой электроснабжения.

Каковы доступные пути технической реализации идеальной распределительной системы электроснабжения? Современная нам распределительная система электроснабжения не была единственным возможным вариантом развития электроэнергетики – всегда существовал, и до сих пор существует альтернативный вариант распределительной системы электроснабжения на основе, так называемых, резонансных систем с трансформаторами емкостного типа (трансформаторов Тесла).

Современная система электроснабжения построена на трансформаторах индуктивного типа. Энергия, передаваемая в них, обусловлена отношением тока в первичной и вторичной обмотке трансформатора, и определяется отношением их индуктивностей (количеством витков). В трансформаторах емкостного типа передаваемая энергия задается отношением напряжений на первичной и вторичной обмотке таких трансформаторов, и определяется отношением их емкостей [4].

Трансформаторы емкостного типа обладают важной особенностью – на их основе можно строить резонансные системы электроснабжения. При настройке в таких системах резонанса разного уровня глубины, напряжение на вторичной обмотке трансформатора емкостного типа можно поднять до сколь угодно большого значения (за счет создания стоячих волн в электрической системе связанной с его вторичной обмоткой), которое будет ограничиваться только диэлектрическими потерями в самом трансформаторе. Необходимо заметить, что резонансный принцип применяется, в том числе, и в системах с трансформаторами индуктивного типа в современных линиях передачи электроэнергии на дальние расстояния для увеличения их пропускной способности [5].

На заре становления электроэнергетики шла отчаянная борьба между системами электроснабжения постоянного и переменного тока. Каждая из этих систем заняла свою нишу в современном мире. С уверенностью можно сказать, что сейчас борьба идей перешла в иную плоскость – между распределенной и распределительной системами электроснабжения. Однако, как и во все времена, именно новая система электроснабжения, какая бы из них ни победила, запустит следующий виток научно - технического прогресса и станет тем локомотивом, который позволит выйти современному миру из экономического кризиса.

Литература

1. Герасименко А.А., Федин В.Т. Передача и распределение электрической энергии: учебное пособие. – М.: Феникс, 2006. – 720 с.
2. Фейнман Р., Лейтон Р., Сэндс М. Фейнмановские лекции по физике. Том 6. Электродинамика. Глава 19. Принцип наименьшего действия. – М.: Мир, 1966. – С. 94-118.
3. Материалы ОДИ-8 «Организация разработки и реализации концепции создания Новой энергетики» [Электронный ресурс] // Сайт, посвящённый деятельности Уральского КМД - сообщества «Экспертный клуб развития «Навигация»: [сайт]. [2009]. URL: http://navigo.su (дата обращения 14.11.2011).
4. Яннини Боб Электронные устройства для начинающего гения: пер. с англ. Махарадзе С.О. – М.: НТ Пресс, 2009. – 399 с.
5. Ананичева С.С. Передача электроэнергии на дальние расстояния / С.С. Ананичева, П.И. Бартоломей, А.Л. Мызин. – М.: УГТУ-УПИ, 1993. – 80 с.

УДК 621.311

ОПТИМАЛЬНОЕ РАЗМЕЩЕНИЕ УСТРОЙСТВ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ В РАДИАЛЬНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

А.В. Кирпиков[1], В.П. Обоскалов[2], Д.И. Померанец[3]

[1]ЗАО «Тяжпромэлектромет», [2]Уральский федеральный университет им. первого Президента России Б.Н. Ельцина, Уральский энергетический институт, [3]ОАО «ЕЭСК», г. Екатеринбург

С середины 1980-х годов в мире сложилась ситуация, благоприятствующая сооружению автономных источников питания (АИП) как для обеспечения резервирования централизованного энергоснабжения, так и для непосредственного электро- и теплоснабжения потребителей. Этому способствует более низкая по сравнению с

централизованным энергоснабжением себестоимость производства тепло- и электроэнергии, достаточно высокий КПД и приемлемая стоимость АИП [1]. АИП, включенные в систему энергоснабжения идентифицируются как распределенная генерация (РГ) [1, 2]. К числу устройств РГ (УРГ) относятся газотурбинные (ГТУ) и газопоршневые (ГПУ) установки, дизель-генераторы, ветрогенераторы, и др.

Преимущественное применение ГТУ и ГПУ получило на крупных предприятиях. Это вызвано, прежде всего, ростом тарифов на тепло- и электроэнергию, в том числе за счет перекрестного субсидирования [3].

Дополнительным аргументом в пользу сооружения РГ является сопоставимая со стоимостью РГ плата за подключение потребителей энергии к централизованным электро- и теплосетям [4].

Развитие РГ в значительной степени зависит отназначения УРГ, их места в системе энергоснабжения, стратегии и режимов работы. В результате относительно низкой себестоимости производства электроэнергии длявсех видов РГ с потреблением газа определяется режим их загрузки – как правило, работа в базовом цикле с полной загрузкой агрегатов. Стандартным режимом УРГ является их использование в качестве резервных или пиковых источников питания [5].

Воздействие РГ на функционирование электросетевой компании (ЭСК) двояко. С одной стороны сооружение УРГ в местах высокой концентрации динамически развивающейся нагрузки снижает проблему перегрузки электрических сетей (а следовательно, и необходимость усиления электрической сети), повышает надежность системы электроснабжения и улучшает качество электроэнергии в штатном режиме. Здесь ЭСК заинтересована в РГ.

С другой стороны, развитие РГ приводит к снижению прибыли ЭСК за счет снижения валового объема передаваемой электроэнергии. Подключение УРГ к электрической сети требует существенных затрат на реконструкцию электрической сети, в частности, на релейную защиту и автоматику. Работа РГ в базовом режиме приводит к увеличению суточной неравномерности графиков нагрузки узлов с РГ, неравномерной загрузке линий электропередачи, что приводит к увеличению дисперсионной составляющей потерь электроэнергии. Параллельная работа УРГ с централизованной системой электроснабжения связана со снижением динамической устойчивости и требуются дополнительные меры по ее сохранению. Все это проявляется в высокой стоимости подключения УРГ к централизованной электрической сети и негативном отношении ЭСК к РГ.

В экономически развитых странах развитие РГ является приоритетным направлением. Электросетевым компаниям компенсируются убытки, связанные с подключением УРГ. В России электросетевой бизнес считается нерентабельным из-за низкой доходности и отсутствием четкого механизма оборота капитала. Отсюда – практически полное отсутствие частных инвестиций и необходимость государственного регулирования развития электрических сетей.

Основной задачей ЭСК в настоящее время является адаптация к стихийно развивающимся процессам электропотребления с РГ. Актуальными становятся задачи прогнозирования мест размещения и объема РГ, режимов их загрузки и разработка требований по подключению УРГ к централизованной электрической сети.

Для оценки влияния места сооружения УРГ и его мощности на потери мощности в электрической сети рассмотрим радиальный участок электрической сети 35 кВ, представленный на рис.1 при следующих исходных данных

$$S_1 = S_2 = S_3 = S_4 = 2 + j1, \text{МВА}; L_1 = L_2 = L_3 = L_4 .$$

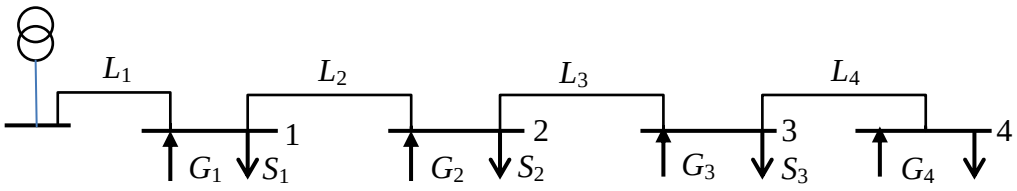


Рис. 3. Радиальный участок электрической сети

В рассматриваемом примере при напряжении базисного узла U_b=37 кВ напряжение в узле 4 снижается до уровня 33,7 кВ. При этом потери мощности в электрической сети составляют 0,56 МВт (7%). Расчет потерь мощности в сети в зависимости от места расположения и мощности УРГ представлен на рис.2. Нетрудно видеть, что минимальные потери соответствуют установке УРГ в узле 3 с мощностью 5 МВт (чуть больше суммарной мощности узлов 3, 4). При этом напряжение узла 4 повысилось до 36,28 кВ, а потери снизились до 0,059 МВт (0,7%). Данные расчеты подтверждают необходимость одновременного учета места расположения и мощности УРГ при оценке технико-экономической эффективности сооружения УРГ.

С целью выявления качественной оценки места расположения и мощности УРГ рассмотрим радиальную электрическую сеть постоянного тока с равномерно распределенной токовой нагрузкой.

Нетрудно показать, что потеря напряжения в электрической сети длиной Lс удельным активным сопротивлением при равномерно распределенной токовой нагрузке с плотностью как функция расположения рассматриваемой точки, удаленной от БУ (с заданным напряжением U_b) на расстояние xопределяется выражением

$$\Delta U(x) = \gamma(L - x/2) r_0 x .$$

Мощность приращения нагрузки в точке x

$$dP(x) = [U_b - \Delta U(x)]dJ = [U_b - \gamma(L - x/2) r_0 x]\gamma dx.$$

При отсутствии генерации суммарная мощность нагрузки

$$P_\Sigma = \int_0^L dP(x) = \gamma \int_0^L [U_b - \gamma(L - x/2) r_0 x]dx = U_b \gamma L - \gamma^2 r_0 \frac{L^3}{3}.$$

При этом потери мощности в электрической сети

$$\pi = U_b J_\Sigma - P_\Sigma = U_b \gamma L - U_b \gamma L + \gamma^2 r_0 \frac{L^3}{3} = \gamma^2 r_0 \frac{L^3}{3}.$$

При генерации $J_г \geq 0$ в точке z

$$\Delta U(x) = \begin{cases} \gamma(L - x/2) r_0 x - J_г r_0 x, & x \leq z; \\ \gamma(L - x/2) r_0 x - J_г r_0 z, & x \geq z. \end{cases}$$

В этом случае мощность приращения нагрузки в точке x

$$dP(x) = \begin{cases} \left[U_b - \Delta U(x)\right]\gamma dx, & x \neq z; \\ -\left[U_b - \Delta U(z)\right]J_г, & x = z. \end{cases}$$

Подставляя в данное выражение зависимость $\Delta U(x)$, получаем

$$dP(x) = \begin{cases} U_b\gamma dx - \left[\gamma(L - x/2) - J_г\right]r_0 x\gamma dx & x < z; \\ -U_b J_г + \left[\gamma(L - z/2)J_г - J_г^2\right]r_0 z & x = z; \\ U_b\gamma dx - \left[\gamma(L - x/2)x - J_г z\right]\gamma r_0 dx & x > z. \end{cases}$$

В результате суммарная мощность нагрузки и генерации

$$P_\Sigma = dP(z) + \int_0^z dP(x) + \int_z^L dP(x) =$$

$$-U_b J_г + \left[\gamma(L - z/2)J_г - J_г^2\right]r_0 z + U_b\gamma z - \left[\gamma L - J_г\right]\gamma r_0 \frac{z^2}{2} + \gamma\gamma r_0 \frac{z^3}{6}$$

$$+ U_b\gamma dx(L - z) + r_0\gamma J_г zL - r_0\gamma J_г z^2 - \gamma^2 r_0 L\left(\frac{L^2}{2} - \frac{z^2}{2}\right) + \gamma^2 r_0\left(\frac{L^3}{6} - \frac{z^3}{6}\right) =$$

$$= U_b(\gamma L - J_г) + J_г(2\gamma L - J_г)r_0 z - J_г r_0\gamma z^2 - \gamma^2 r_0 \frac{L^3}{3},$$

а потери мощности в электрической сети

$$\pi = U_b J_\Sigma - P_\Sigma = r_0\left[\left(\gamma\frac{L^3}{3} - 2J_г Lz + J_г z^2\right)\gamma + J_г^2 z\right].$$

В расчетах полученное выражение удобно представлять формулой

$$\pi = U_b J_\Sigma - P_\Sigma = (r_0 L)(\gamma L)^2\left(\frac{1}{3} + J_{г*}z_*\left(z_* + J_{г*} - 2\right)\right).$$

где $z_* = z/L,\ J_{г*} = J_г/(\gamma L)$ – соответственно относительные расстояние и мощность УРГ. На рис. 3 представлена полученная функциональная зависимость. Можно видеть, что существует решение, оптимальное по критерию минимальных потерь мощности.

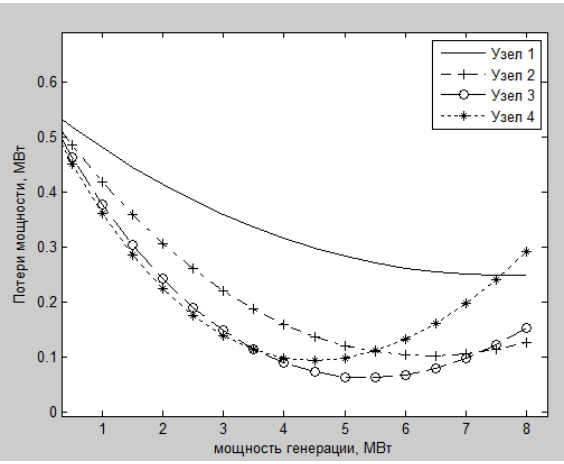


Рис. 4. Зависимость потерь в сети от места расположения и мощности УРГ

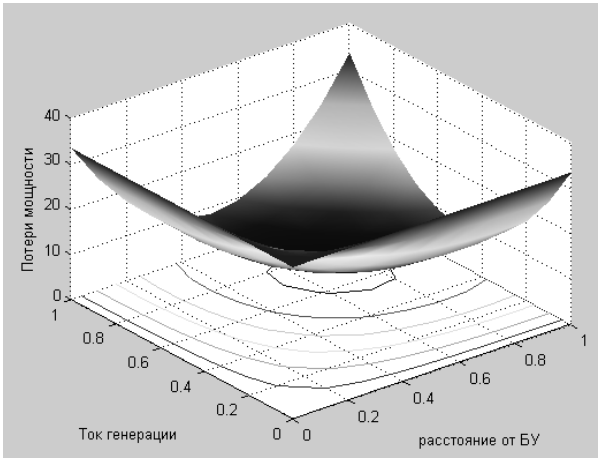


Рис. 5. Модель равномерно распределенной токовой нагрузки

Оптимальные параметры ($z_{опт}$, $J_{г,опт}$) точки размещения и тока генерации удовлетворяют условию:

$$\frac{\partial \pi}{\partial z} = -J_г\left(2\gamma L - J_г\right)r_0 + 2J_г r_0 \gamma z = 0;$$

$$\frac{\partial \pi}{\partial J_г} = r_0\left[\left(-2Lz + z^2\right)\gamma + 2J_г z\right] = 0,$$

или

$$2\gamma z + J_г = 2\gamma L;$$

$$\gamma z + 2J_г = 2\gamma L.$$

Данной системе уравнений соответствует решение

$$J_{г,опт} = \frac{2}{3}\gamma L;\ z_{опт} = \frac{2}{3}L.$$

Таким образом, по критерию минимальных потерь на радиальном участке электрической сети с равномерно распределенной токовой нагрузкой УРГ целесообразно устанавливать на расстояние 2/3 длины участка (от центра питания). При этом его мощность должна составлять примерно 2/3 суммарной мощности нагрузки участка. Данный вывод распространяется и на сеть переменного тока.

Литература

1. Воропай Н.И. Распределенная генерация в электроэнергетических системах / Малая энергетика – 2005: Сборник трудов. – М., 2005. – С. 13-21.
2. Ackermann Th. Andersson G., Soder L. Distributed Generation: A Definition // Electric Power System Rescarch, 2001, Vol.57, № 4. – P. 135-204.
3. Богданов А.Б. Перекрестное субсидирование в энергетике России http:exergy.narod.ru/stok_prez_ru.htm
4. Приказ Федеральной службы потарифами (ФСТ России) от 11 сентября 2012 г. N 209-э/1 http://www.rg.ru/2012/11/30/elektro-dok.html
5. Обоскалов В.П., Померанец Д.И., Силин А.А. Учет темпов роста тарифов на энергоносители при оценке эффективности сооружения РГ // Электроэнергетика глазами молодежи: научн. труды III н.т. конференции: сб. статей. В 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. Т.1. – С. 636-641.

УДК 621.311

ПРИМЕНЕНИЕ ВСТАВОК ПОСТОЯННОГО ТОКА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНОГО ТРАНСПОРТА

А.В. Крюков [1,2], Чан Зюй Хынг [1]

[1] Иркутский государственный университет путей сообщения,
[2] Иркутский государственный технический университет

Введение. В последние годы разработан ряд эффективных технологий, которые позволяют потребителям электроэнергии (ЭЭ) создавать экономичные генерирующие установки, конкурирующие с централизованным производством ЭЭ [1…7]. Под распределенной генерацией (РГ) понимается совокупность потребительских энергоустановок как индивидуального использования, так и объединенных

в микроэнергосистемы. Создание установок РГ диктуется необходимостью адаптации к условиям рынка, а также ужесточением требований экологии, стимулирующих использование нетрадиционных возобновляемых источников энергии.

Современная преобразовательная техника позволяет присоединять установки РГ к электроэнергетической системе (ЭЭС) через вставки постоянного тока (ВПТ). Подобная концепция ограничивает мощность короткого замыкания на шинах источников РГ, обеспечивает высокое качество электроэнергии и придает электроснабжению потребителей характер гарантированного питания [1]. Источники РГ, объединенные в микроэнергосистемы (сетевые кластеры) [7], обеспечивают не только повышенную надежность электроснабжения, но и открывают широкие возможности для оптимизации режимов и повышения экономичности производства и распределения ЭЭ.

Методика и результаты моделирования. Моделирование проводилось применительно к структурной схеме системы электроснабжения нетяговых потребителей, представленной на рис. 1. Моделировался отдельный район электроснабжения нетяговых потребителей (РЭС), питающий группу нагрузок, объединенную в сетевой кластер. Для повышения гибкости системы электроснабжения потребителей, объединенных в сетевой кластер, может использоваться связь, шунтирующая ВПТ – байпас, рис. 1. С его помощью возможно проводить работы по техническому обслуживанию и ремонту ВПТ без перерыва подачи ЭЭ потребителям. Кроме того, байпас возможно применять для реализации энергосберегающих режимов при наличии суточной или сезонной неравномерности объема перевозок по магистрали. При этом в режимах малых тяговых нагрузок ВПТ можно отключать и осуществлять электроснабжение кластера непосредственно от шин ТП. При этом будет иметь место экономия ЭЭ за счет исключения потерь в выпрямителе и инверторе ВПТ.

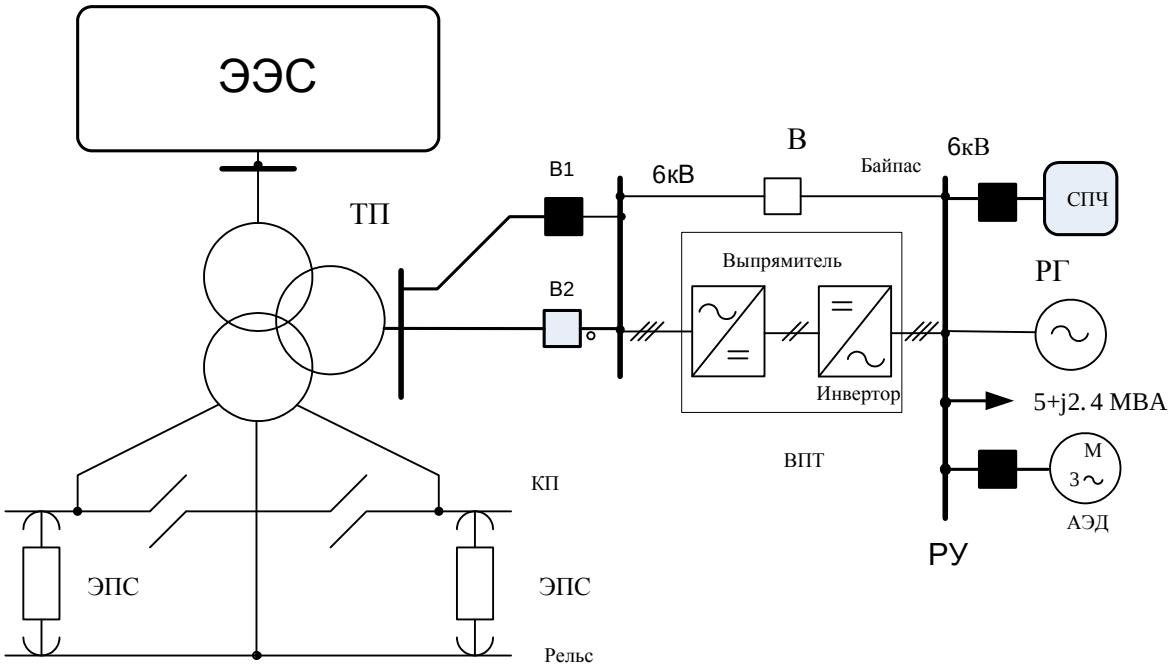


Рис. 1. Схема сетевого кластера:
ТП – тяговая подстанция; ЭПС – электроподвижной состав; КП – контактный провод; РП – распределительный пункт 6 кВ; СПЧ – статический преобразователь частоты; АЭД – асинхронный двигатель

Основная цель моделирования состояла в изучении вопроса улучшения качесвта электроэнергии в системе электроснабжения нетяговых потребителей железной дороги при применении вставки постоянного тока. Поэтому в качестве потребителя в распределительном пункте 6 кВ принимается статическая нагрузка мощностью 5+*j*2.4 МВА.

Ниже приведены результаты компьютерного моделирования сетевых кластеров, включающих вставку постоянного тока. Моделирование осуществлялось на основе пакета SimPowerSystem программной системы Matlab. Схема модели представлена на рис. 2. Результаты моделирования, характеризующие качество электроэнергии в сети 6 кВ сетевого кластера, сведены в табл. 1. Рассматривались показатели качества, наиболее критичные для систем электроснабжения железных дорог:

- коэффициент несимметрии по обратной последовательности k_{2U};
- коэффициенты искажения синусоидальности формы кривой напряжения k_U для каждого междуфазного напряжения.

Анализ полученных результатов позволяет сделать следующие выводы.

1. Нелинейная однофазная тяговая нагрузка создает в сети 6 кВ, питающейся от ТП, существенные несимметрию и несинусоидальность. Коэффициент несимметрии по обратной последовательности k_{2U} достигает 10 %, что два с половиной раза превышает предельно допустимые значения (ПДЗ), а коэффициент искажения кривой междуфазного напряжения U_{bc} равен 11 %, т.е. имеет место заметное превышение ПДЗ (ГОСТ Р 54149-2010). В этих условиях для нормальной работы как потребителей, так и установок РГ требуется применение специальных средств улучшения качества электроэнергии.

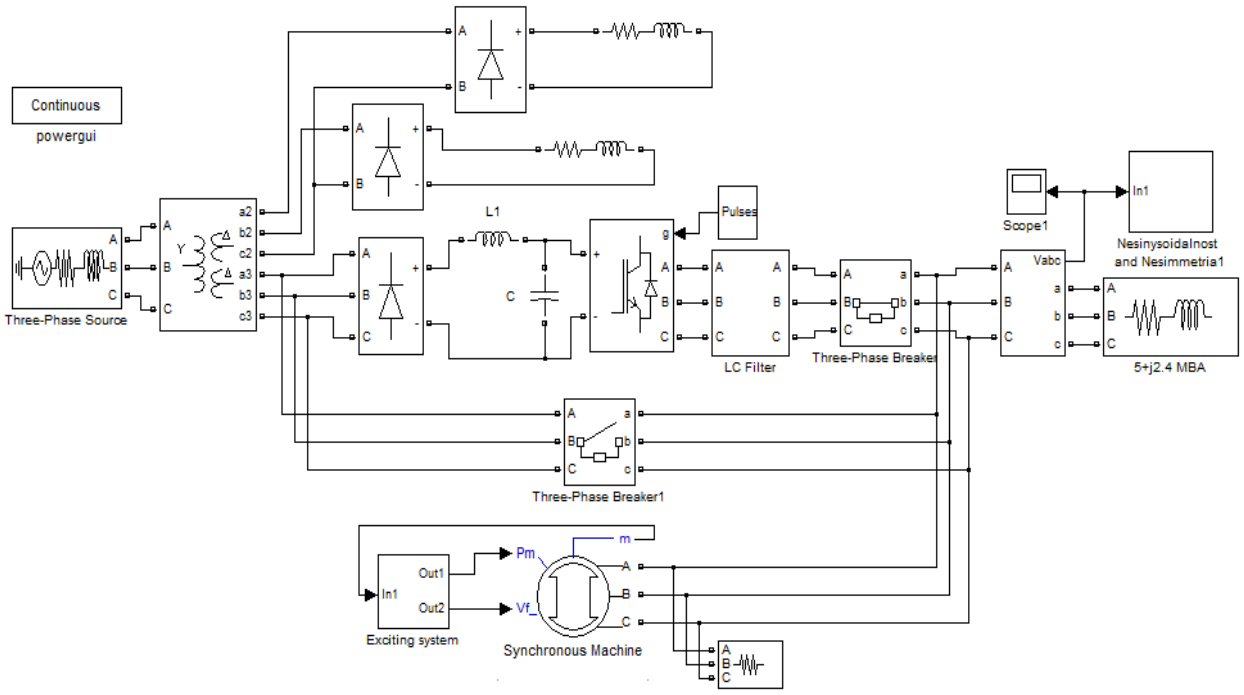


Рис. 2. Схема модели

Таблица 1

Показатели качества электроэнергии в сети 6 кВ сетевого кластера

№	Режим системы	k_U,%			k_{2U},%
		U_{ab}	U_{bc}	U_{ca}	
1	РГ и ВПТ отключены	8.90	11.3	11.1	9.99
2	ВПТ включена	2.99	3.02	2.81	0.31
3	РГ и ВПТ включены	1.90	1.95	1.81	0.22

2. Применение вставки постоянного тока, т.е. выделение потребителей в сетевой кластер, позволяет эффективно решить проблему улучшения качества ЭЭ.

3. Использование установок РГ позволяет также улучшить показатели качества ЭЭ по несимметрии и несинусоидальности, что подтверждает выводы работ [5, 6]. Полученные данные хорошо корреспондируются с результатами моделирования в фазных координатах, выполненных по методике, изложенной в работах [8…12].

Заключение

1. На основе компьютерного моделирования показана эффективность применения вставки постоянного тока в системах электроснабжения нетяговых потребителей железных дорог переменного тока.

2. Результаты компьютерного моделирования показали, что за счет применения вставки постоянного тока и установки распределенной генерации можно существенно улучшить показатели качества электроэнергии. Максимальное значение коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения снижается с 11 до 2 %, а коэффициент несимметрии по обратной последовательности уменьшается с 10 до 0.2 %.

Литература

1. Фотин В.П. Рассредоточенная энергетика [Электронный ресурс] / http://www.vei.ru/public/public2.htm. Дата обращения 01.06.2012.
2. Агроскин В. Распределённая генерация, перспективы и проблемы [Электронный ресурс] // ЭСКО. № 7(19). 2003. http:// esco-ecosys.narod.ru /journal /journal19.htm. Дата обращения 01.06.2012.
3. Пейсахович В. Роль малой энергетики в решении проблем энергетического обеспечения потребителей [Электронный ресурс] // Энергорынок. № 5. 2005. http://www.e-m.ru. Дата обращения 01.06.2012.
4. Крюков А.В., Закарюкин В.П., Арсентьев М.О. Использование технологий распределенной генерации на железнодорожном транспорте // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. – № 3 (19). – 2008. – С. 81-87.
5. Крюков А.В., Чан Зюй Хынг. Анализ симметрирующего эффекта распределенной генерации // Транспортная инфраструктура Сибирского региона. Т.2. – Иркутск: ИрГУПС, 2012. – С. 75-81.
6. Крюков А.В., Чан Зюй Хынг. Влияние установок распределенной генерации на качество электроэнергии в системах электроснабжения железных дорог // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. № 4(36). 2012. С. 162-167.
7. Крюков А.В., Чан Зюй Хынг. Сетевые кластеры в системах электроснабжения железных дорог переменного тока // Системы. Методы. Технологии. – №1 (17). – 2013.
8. Крюков А.В., Закарюкин В.П., Асташин С.М. Моделирование систем электроснабжения железных дорог переменного тока // Проблемы энергетики. – № 3-4. – 2008. – С. 134-140.
9. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Моделирование несинусоидальных режимов в системах электроснабжения железных дорог // Вестник Ростовского государственного университета путей сообщения. – 2008. – № 3. – С. 93-99.

10. Крюков А.В., Закарюкин В.П. Моделирование систем тягового электроснабжения в фазных координатах // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – № 1. – 2009. – С. 284-288.
11. Крюков А.В., Закарюкин В.П., Буякова Н.В. Расчет электромагнитных полей, создаваемых тяговыми сетями электрифицированных железных дорог // Вестник ИрГТУ. – №1(48). – 2011г. – С. 148-152.
12. Закарюкин В.П., Крюков А.В. Токораспределение в проводах линий электропередачи с расщепленными проводами // Проблемы энергетики. – № 1-2. – 2010. – С. 54-61

УДК 621.22

ПОДВОДНЫЕ ВСЕСЕЗОННЫЕ БЕСПЛОТИННЫЕ МИНИ-ГЭС

А.А. Навасардян
Самарский государственный технический университет

В последнее время из-за роста тарифов на электроэнергию все более актуальными становятся возобновляемые источники практически бесплатной энергии. Малая гидроэнергетика является прекрасной альтернативой централизованному энергоснабжению для удаленных труднодоступных районов и районов с ограниченной передаточной мощностью ЛЭП. Использование мини-ГЭС позволяет зафиксировать стоимость энергоресурсов на приемлемом для потребителя уровне, решает проблему перебоев электроэнергии.

В связи со сказанным выше, целью настоящей работы является создание заглубленной (вместе с электрогенератором) бесфундаментной бесплотинной ГЭС, которую можно было бы устанавливать на реках с любым руслом, при этом не мешая судоходству. Характерными свойствами предлагаемой мини-ГЭС являются максимальное извлечение энергии из текущей воды, минимальное количество деталей, достаточный отбор энергии и высокий коэффициент полезного действия ГЭС в целом. Также необходимо отметить имеющуюся возможность их эксплуатации на реках с ледовым покрытием. Конструкция таких установок должна отвечать современным требованиям безопасности, долговечности, удобства транспортировки, проведения ремонтных работ, монтажа и эксплуатации, требованиям экологической безопасности.

Для создания мини-ГЭС, которая удовлетворяла бы всем озвученным выше требованиям, предлагается использовать следующие конструктивные решения.

1. Установка диффузора на входное отверстие гидротурбины. При этом создаётся подпор текущей воды на входе в турбину, что приводит к увеличению скорости потока воды внутри турбины и позволяет использовать без потери эффективности турбину существенно меньших размеров.

2. Установка двух и более параллельных гидротурбин на один общий вал генератора. Это позволит уменьшить результирующие геометрические размеры ГЭС с целью установки в реках с различными характеристиками русла. Также это решение значительно упрощает конструкцию гидроагрегата, повышая показатели его надёжности и ремонтопригодности [1, 3].

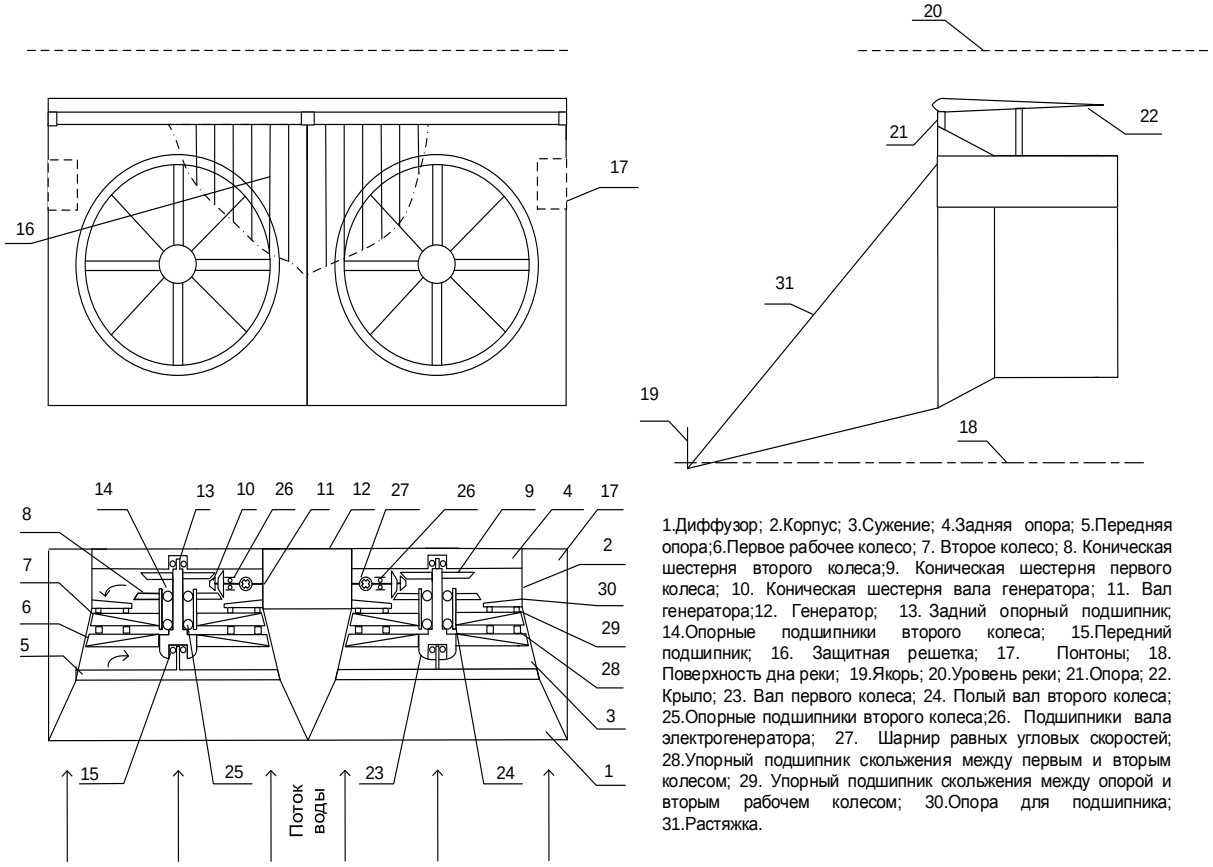
3. Вертикальная фиксация ГЭС над поверхностью дна реки с помощью регулируемых тросов. При этом сохраняется возможность для прохода донных рыб илимусора.

4. Укрытие диффузоров защитной решёткой для предохранения от попадания на рабочие колёса крупных посторонних предметов, которые могут привести к их поломке или заклиниванию.

5. Горизонтальная фиксация ГЭС с помощью съёмных якорей. Это значительно уменьшит конечную стоимость установки, поскольку исключит необходимость изготовления фундаментов или надводных платформ.

6. Отказ от мягких основ в виде цепной или ременной передачи. Это значительно увеличивает ресурс работы установки [2].

7. Установка электрического генератора между гидротурбинами, что даёт возможность использования предлагаемой мини-ГЭС на реках с ледовым покрытием.



1.Диффузор; 2.Корпус; 3.Сужение; 4.Задняя опора; 5.Передняя опора;6.Первое рабочее колесо; 7. Второе колесо; 8. Коническая шестерня второго колеса;9. Коническая шестерня первого колеса; 10. Коническая шестерня вала генератора; 11. Вал генератора;12. Генератор; 13. Задний опорный подшипник; 14.Опорные подшипники второго колеса; 15.Передний подшипник; 16. Защитная решетка; 17. Понтоны; 18. Поверхность дна реки; 19.Якорь; 20.Уровень реки; 21.Опора; 22. Крыло; 23. Вал первого колеса; 24. Полый вал второго колеса; 25.Опорные подшипники второго колеса;26. Подшипники вала электрогенератора; 27. Шарнир равных угловых скоростей; 28.Упорный подшипник скольжения между первым и вторым колесом; 29. Упорный подшипник скольжения между опорой и вторым рабочем колесом; 30.Опора для подшипника; 31.Растяжка.

Рис. 1. Описание и схема размещения гидротурбины под водой

Предлагаемая конструкция мини-ГЭС, представленная на рис. 1 имеет следующие преимущества.

1. Не нарушается природный ландшафт и не наносится вред окружающей среды в процессе строительства и на этапе эксплуатации мини-ГЭС.

2. Отсутствует отрицательное влияние на качество воды: она не теряет первоначальных природных свойств и может использоваться для водоснабжения населения.

3. Эффективность работы мини-ГЭС практически не зависит от климатических и погодных изменений. Так, возможность использования мини-ГЭС на реках с ледовым покрытием позволит эффективно решать проблему «северного завоза» в отдалённых районах крайнего севера.

4. Подача потребителю дешёвой электроэнергии обеспечивается непрерывно вне зависимости от времени года.

5. При строительстве и эксплуатации мини-ГЭС отсутствует необходимость решения проблем, характерных для крупной гидроэнергетики, связанных со строительством сложных и дорогостоящих гидросооружений, затоплением населённых территорий и т.п.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что использование донных мини-ГЭС является перспективным направлением малой энергетики и имеет целый ряд конкурентных преимуществ не только перед традиционными гидроэлектрическими станциями, но также и перед другими технологиями малой генерации.

Литература

1. Гинкулов Г.В. Донная электростанция. РФ пат.№2163691 C1, заявка: 99112356/06,09.06.1999
2. Бурмистров Е.А. Вихревая прямоточная гидротурбина для использования энергии течений рек и приливов. РФ пат. № 2359149 C1,Заявка: 2007137454/06, 09.10.2007
3. Лаптев Н.Н. и др. Двигатель для утилизации энергии текущей среды. РФ пат. 112718 U1, заявка: 2011129051/06, 14.07.2011

УДК 621.311.2

КЛАССИФИКАЦИЯ И ТЕРМИНЫ СИСТЕМ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

А.В. Паздерин[1], П.И. Бартоломей[1], В.В. Вяткин[2], С.А. Ерошенко[1], М.В. Ступин[3]

[1] Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, [2] ОАО «МРСК Урала», г. Екатеринбург
[3] ООО «Технологии и оборудование», г. Екатеринбург

Особенностью развития малой генерации в России является тот факт, что инициатива по её внедрению, в первую очередь, исходит от потребителя. На сегодняшний день цены на электроэнергию и административные барьеры по подключению новых потребительских нагрузок делают строительство потребителем собственной генерации более выгодным, чем покупку электрической и тепловой энергии из сетей общего пользования. Феномен малой генерации на сегодняшний день находится в стадии исследования, особенно с точки зрения влияния на электроэнергетическую систему. Не проработаны вопросы классификации и терминологии, что ставит в тупик законотворческую деятельность, направленную на разработку правовых основ функционирования малой энергетики в России [1].

На базе кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского федерального университета (г. Екатеринбург) при поддержке ОАО «Системный оператор Единой Энергетической Системы» и Российского национального комитета

CIGRE с марта 2013 г. функционирует постоянно действующий семинар «Проблемы подключения малой генерации на параллельную работу с ЕЭС России», как стартовая некоммерческая платформа для осуществления дальнейшей научно-исследовательской и инженерно-технической деятельности в указанной области. Руководством семинара выработаны направления перспективных исследований, выделены руководители направлений и сформирована программа заседаний на ближайшие месяцы. Первая группа, в составе авторов настоящего доклада, занималась вопросами терминологии и классификации установок малой генерации. В настоящей статье представлены обобщенные результаты доклада, представленного руководителем группы Паздериным А.В. на семинаре 22.08.13.

В российской литературе наряду с понятием «малая энергетика» широко применяются такие понятия, как «локальная» и «распределенная» энергетика. В результате поиска в системе Google наиболее употребительным термином является «малая энергетика», однако в научно-технической литературе приоритетным понятием в последние годы считается термин «распределенная генерация», который в иностранной литературе общепризнан и определяется как «distributed generation».

В свою очередь, в зарубежной литературе для понятия **«распределенная генерация» (РГ)** используется различная терминология и определения [2]. Например, в Австралии часто используют термин **«встроенная генерация»**, в странах Северной Америки – термин **«рассредоточенная генерация»**, в Европе и некоторых азиатских странах – **«децентрализованная генерация».** Помимо терминологии существенно отличается и классификация устройств РГ, в частности классификация по установленной мощности. На международном уровне эти различия обусловлены особенностями политического и экономического устройства и геополитического местоположения. Например, особенности энергетики Великобритании и Уэльса, где генерация мощностью менее **50 МВт** не принимает участия на оптовом рынке электроэнергии, а диспетчеризация осуществляется только для станций мощностью более **100 МВт**, логически обуславливают классификацию РГ как устройств с установленной мощностью менее **100 МВт**. В Швеции верхним пределом мощности малой генерации является мощность в **1,5 МВт**.

Распределенная генерация это совокупность модульных генерирующих установки малой мощности, производящих электроэнергию в месте ее конечного потребления и без использования высоковольтных сетей для транспорта электроэнергии.

К сожалению, указанное определение обладает недостатками и не может охватить все многообразие установок и систем РГ, характеризуемых данным термином. Поэтому целесообразно в дополнение к данному определению указать еще и **основные признаки установок распределенной генерации:**

- подключаются в сеть в непосредственной близости к месту потребления электрической (тепловой) энергии;

- единичная мощность установок не более 5 МВт, а в составе станции не более 25 МВт;

- не принадлежат ОГК и ТГК;

- не участвуют в рынке мощности (не подают заявки для конкурентного отбора мощности);

- не участвуют в рынке на сутки вперед (не подают ценовые заявки) и не диспетчеризируются «Системным оператором».

Понятие «**распределенной энергетики**» отличается от РГ и включает в себя, помимо генерации электроэнергии, производство и преобразование всех видов энергии, а также технологии ее аккумулирования [3].

«Малая энергетика», «локальная энергетика» «микроэнергетика» рассматриваются авторами как дополнительные понятия по отношению к термину «распределенная энергетика», которые характеризуют некоторые особенности, связанные с мощностью и расположение энергоустановок. Употребление этих терминов хотя и нашло широкое применение в литературе и интернет-источниках, однако не является научно-технически обоснованным.

Технико-экономическое назначение систем РГ в литературе представлено следующими основными позициями [4-5]:

1. Покрытие части электропотребления промышленного производства для снижения платы за централизованно поставляемые энергоресурсы при полном резервировании энергоснабжения от энергосистемы;

2. Покрытие части электропотребления промышленного производства для снижения платы за технологическое присоединение к сети при частичном резервировании энергоснабжения от энергосистемы;

3. Полное покрытие собственного электропотребления без выдачи избытка мощности в сеть;

4. Полное покрытие собственного электропотребления с выдачей избытка мощности в сеть для получения дохода;

5. Полное прекращение отношений с централизованной энергетикой за счет полного удовлетворения своих энергопотребностей в автономном режиме;

6. Достижение технических целей. Например: выполнение требований вышестоящих органов по утилизации энергоотходов, создание резервного источника питания и его частичное или полное использование, улучшение качества напряжения, снижение потерь в электрической сети.

Для дальнейшей проработки нормативно-технических вопросов развития и эксплуатации установок распределенной генерации необходимо разработать их классификацию. С позиций специальности электрические станции и электроэнергетические системы авторами предлагается следующая **классификация установок распределенной генерации:**

1. По установленной электрической мощности;
2. По классу напряжения электрической сети схемы выдачи мощности;
3. По видам производимого энергоресурса;
4. По типу источника энергии;
5. По режимам работы;
6. По оснащенности средствами сбора и передачи информации;
7. По типу присоединения генератора к электроэнергетической системе.

Каждый из вышеперечисленных пунктов классификации может быть дифференцирован следующим образом.

1. По установленной электрической мощности:

1.1 Микро (до 50 кВт);

1.2 Малой мощности (50 – 1000 кВт);

1.3 Средней мощности (1000-5 000 кВт);

1.4 Большой мощности (больше 5 МВт);

1.5 Больше 25 МВт в составе нескольких энергоустановок.

2. По классу напряжения электрической сети схемы выдачи мощности:

2.1 0,4 кВ;

2.2 6-10 кВ;

2.3 35 кВ;

2.4 10 кВ и выше.

3. По видам производимого энергоресурса:

3.1 Чисто электрическая;

3.2 Когенерация (электричество+тепло);

3.3 Тригергенерация (электричество/ тепло / холод).

4. По типу источника энергии:

4.1 Топливные:

4.1.1 Газотопливная;

4.1.2 Жидкотопливная;

4.1.3 Твердотопливная;

4.1.4 Ядерная.

4.2 На основе возобновляемых источников энергии:

4.2.1 Ветровая;

4.2.2 Солнечная;

4.2.3 Гидравлическая;

4.2.4 Биотопливная;

4.2.5 Геотермальная.

4.3 По типу приводного механизма:

4.3.1 Турбина;

4.3.2 Поршневой двигатель;

4.3.3 Другое.

4.4 Накопители энергии.

5. По режимам работы:

5.1 По принципу управления:

5.1.1 Централизованная диспетчеризация Системным Оператором;

5.1.2 Локальное управление в режиме самостоятельного планирования графика выдачи мощности;

5.1.3 Работа с постоянной нагрузкой.

5.2 По влиянию на устойчивость:

5.2.1 Влияют;

5.2.2 Не влияют.

5.3 Автономная работа на выделенную нагрузку:

5.3.1 Работа единичного агрегата на всю нагрузку;

5.3.2 Работа в составе комплекса из нескольких генераторов.

5.3 Смешанный тип работы, то есть и автономно и параллельно в зависимости от ситуации.

5.4 С использованием накопителей энергии для регулирования режима работы.

6. По оснащенности средствами сбора и передачи информации:

6.1 Без средств ССПИ для удаленной диспетчеризации;

6.2 Со средствами ССПИ для удаленной диспетчеризации.

7. По типу присоединения генератора к электроэнергетической системе:

7.1. Непосредственное включение;

7.2. Инверторное включение.

Представляется, что рассмотренные в докладе терминология и классификация не лишены замечаний, поскольку не могут охватить все многообразие практических примеров по реализации систем распределенной генерации. В связи с этим авторы приглашают всех заинтересованных лиц принять участие в обсуждении данной тематики.

Выводы: Считаем целесообразным рекомендовать использование представленной терминологии и классификации систем распределенной генерации как основу для создания нормативной и справочной документации.

Литература

1. Научные проблемы распределённой генерации / С.А. Ерошенко, А.А. Карпенко, С.Е. Кокин, А.В. Паздерин // Известия вузов. Проблемы энергетики. – 2010. – № 11-12. – С. 126-133
2. T. Ackermann, G. Andersson, and L. Sder, “Distributed generation: a definition”, Electric Power Systems Research, vol. 57, pp. 195–204, 2001.
3. P. Frase and S. Morita, “Distributed generation in liberalised electricity markets”, International Energy Agency, 9, rue de la Federation. 75739 Paris, cedex 15, France, Tech. Rep., 2002.
4. Анализ влияния распределённой генерации на ЭЭС/ П.И. Бартоломей, Т.Ю. Паниковская, Д.А. Чечушков // Сб. тр. объединённого симпозиума «Энергетика России в 21 веке - Восточный вектор». – Иркутск. – 2010. – С. 4-5
5. S. Blazewicz, “Reliability and distributed generation”, Arthur D. Little, Inc., Tech. Rep., 2000.

УДК 620.91 + 620.92

АНАЛИЗ И КЛАССИФИКАЦИЯ ОПРЕДЕЛЕНИЙ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Ю.В. Робустова

ОАО «Системный оператор единой энергетической системы», г. Москва

Важное место в развитии электроэнергетики в настоящее время уделяется вопросам распределенной генерации. Источники генерации малой мощности размещаются вблизи потребителей. При этом интеграция распределенной генерации в энергосистему открывает новые горизонты по обеспечению надежного электроснабжения потребителей в дополнение к традиционной системе централизованного электроснабжения [1]. Так, согласно прогнозам, в 2010 - 2020 гг. в США и Европе от 10 до 25% общего объема прироста генерирующих мощностей будет покрываться за счет распределенной генерации.

Исходя из проанализированных отечественных и зарубежных источников следует сделать вывод о том, что единое понятие и классификация объектов «малой генерации» отсутствует как в России так и за рубежом.

Анализ отечественно терминологической базы в области малой распределенной энергетики.

Обобщая информацию по отечественным материалам, в том числе по итогам обсуждений в рамках заседания Экспертного совета Технологической платформы «Малая распределенная энергетика», заседания Экспертного совета по энергетике (Секции малой энергетики) при Комитете по энергетике Государственной Думы Российской Федерации (от в 2012 г. можно сформулировать следующее терминологическое определение: «Малая распределенная генерацияэто генерирующие объектымощностью от 1 до 50 МВт, подключенные к распределительной сети либо находящиеся в непосредственной близости от конечного потребителя или на его территории, производящие электрическую и тепловую энергию и позволяющие использовать системы накопления энергии и технологии Smart Grid».

Smart Grid – это интеллектуальная энергетическая сеть, которая станет коммуникационной платформой для системы энергораспределения. Smart Grid обеспечит интеграцию традиционных систем и процессов энергетики с новыми коммуникационными технологиями [2].

Распределенная генерация – это преимущественно когенерация (тригенерация) и возобновляемые источники электроэнергии (ВИЭ) или их сочетание. Градация по электрической мощности: микро 1кВт-1МВт; мини от 1 до 50 МВт; средние от 50 до 150 МВт. Ветропарки не относятся к распределенной генерации поскольку являются источниками большой мощности, а так же соединены с сетью высокого напряжения.

Малая генерацияв России условно представлена тремя категориями:

- блок-станции, это промышленные и муниципальные электростанции, которые могут работать в параллель с энергосистемой;

- ТЭЦ в населенных пунктах;

- объекты малой и средней генерации, которые строятся конечными потребителями электроэнергии (газотурбинные и газопоршневые станции, электростанции на ВИЭ [3].

Вместе с тем ЭЭС должнавключать, как распределенную генерацию, так и крупные источники электроэнергии.

Анализ зарубежной терминологической базы в области малой распределенной энергетики

На сегодняшний день в специализированной литературе для обозначения распределенной генерации используется большое количество разнообразных классификаций и определений. В англо-американских странах часто используется термин «встроенная генерация», в странах Северной Америки употребляется термин «рассредоточенная генерация», а в Европе и некоторых частях Азии для обозначения того же типа генерации применяется обозначение «децентрализованная генерация».

Механизм ранжирования объектов распределенной генерации также отличается в отдельных странах, что происходит вследствие существующих различий в системе действующих нормативно-правовых актов и правительственных постановлений.

Например, в тексте документа «Генерирующие установки, подключенные к низковольтной сети Германии» [4] генерирующие установки, присоединяемые к

низковольтной сети (менее 1 кВ), разделяются по номинальной мощности до 4,6 кВА и более 4,6 кВА. При этом к генерирующим установкам относятся: гидроэлектростанции, ветроэлектрические установки, фотогальванические установки, генераторы, приводимые в действие тепловыми двигателями, например, в блочных тепловых электростанциях, топливные элементы.

Кроме того, указывается, что максимальная мощность, до которой возможно подключение к низковольтной сети, зависит от рода и режима работы генерирующей установки, а также от параметров сети.

В тексте документа «Генерирующие установки в сети среднего напряжения» (Германия) [5] отсутствует понятие «малая генерация», однако указывается, что данные требования распространяются на генерирующие установки подключенные к сети среднего напряжения (от 1 до 60 кВ).

Указывается, что минимальная и максимальная мощность генерирующих установок зависят от вида и способа эксплуатации генерирующей установки, а также от сетевых условий у пользователя. По этой причине не указывается номинальная мощность генерации. Это устанавливается в каждом отдельном случае посредством выполнения сетевого расчета отдельного сетевого пользователя. Приведен перечень генерирующих установок: ветровые электростанции, гидроэлектростанция, блочная тепловая электростанция (например, электростанции, работающие на биомассе или биогазе, или природном газе), фотогальваническая установка.

В документе «Руководящие указания для ТЭС» (Дания) [6] как таковое понятие «малая генерация» отсутствует, однако в тексте используется. Исходя из содержания данного документа к малой генерации относятся ТЭС мощностью от 11 кВт до 1,5 МВт, присоединенные к передающей (более 100 кВ) и распределительной (менее 100 кВ) сети.

В общеевропейском документе ENTSO-E[1] «Требования по подключения генерирующих установок к электрической сети» [7] также отсутствует понятие «малая генерация», однако имеется четкая градация (разделение по типам) по номинальной мощности. Тип А – напряжение в точке технологического подключения ниже 110 кВ и мощность электростанции составляет от 400 Вт до 1 МВт. Тип В – напряжение в точке технологического подключения ниже 110 кВ и мощность электростанции составляет от 1 до 50 МВт. Тип С- напряжение в точке технологического подключения ниже 110 кВ и мощность электростанции составляет 50 МВт и выше. Тип D – напряжение в точке технологического подключения равно 110 кВ или выше (мощность 75 МВт и выше). Генерирующие установки типа А и Б в принципе можно отнести к малой генерации.

В документе «Распределительный кодекс» (Великобритания) [8] присутствует понятие «малая генерация», к которому относятся электростанции, присоединенные к передающей (132 кВ, 235 кВ, 400 кВ) электрической сети и номинальной мощностью до 50 МВт.

Международный Совет по большим электрическим системам высокого напряжения – СИГРЭ (CIGRE) под распределенной генерацией понимает генера-

[1]ENTSO-E (EuropeanNetworkofTransmissionSystemOperatorsforElectricity, англ.) – Европейская сеть системных операторов передачи электроэнергии

циюприсоединенную к распределительной сети на среднем (MV: от 30 до 1 кВ) и низком (LV: менее 1 кВ) напряжении; при этом генерация, присоединенная к передающей системе на высоком напряжении (более 69 кВ), включая ветропарки, не относится к этой категории[9-11].

Всемирный Союз Распределенной энергетики[2] определяет «децентрализованную энергетику» как: «Производство электроэнергии непосредственно в месте или вблизи от места потребления вне зависимости от мощности, технологии или типа используемого топлива – как в автономном режиме, так и параллельно с сетью».

Согласно классификации WADE, децентрализованная энергетика включает в себя высокоэффективную когенерацию, использование местных возобновляемых источников энергии, а так же производство энергии в непосредственной близости от потребителя [12].

В Отчете Международного энергетического агентства (IEA) "Distributed Generationin Liberalised Electricity Markets" распределенная генерация определяется как генерирующий объект, вырабатывающий электроэнергию в месте нахождения потребителя или обеспечивающий поддержку распределительной сети, подключенный к сети при напряжении уровня распределения. К технологиям распределенной генерации относят двигатели, малые (и микро) турбины, топливные элементы и фотоэлектрические системы [13].

По результатам проведенного анализа можно сделать следующий вывод – большинством зарубежных организаций распределенная генерация определяется как совокупность модульных генерирующих объектов малой мощности, производящих электроэнергию в месте ее конечного потребления. При этом параметр «близости» к месту потребления оценивается по классу напряжения (обычно менее 100 кВ) распределительной сети, к которой подключается генерирующий объект. Номинальная мощность объектов распределенной генерации в большинстве зарубежных стран не выше нескольких десятков мегаватт.

Следует принять во внимание, что в ЭЭС зарубежных стран активно развивается система нормативно-технического регулирования регламентирующая правила работы энергосистемы, в том числе и распределенной генерации.

Литература

1. Отчет о заседании Исследовательского комитета С6 СИГРЭ «Распределительные системы и распределенная генерация», состоявшегося в рамках 43-ей Сессии СИГРЭ в Париже 24 августа 2010 г. // Ю.Н. Кучеров.
2. Кобец Б.Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции SmartGrid, ИАЦ – Энергия, 2010.
3. Нюшлосс Д., Ряпин И. Развитие распределенной генерации. – Энергетический центр Московской школы управления Сколково, 2012.
4. Генерирующие установки, подключенные к низковольтной сети. Руководящие указания по подключению и параллельной работе генерирующих установок в низковольтной сети. Германия, 2001 г.
5. Генерирующие установки в сети среднего напряжения. Указания по подключению и параллельной работе генерирующих установок в сети среднего напряжения. Германия, 2008 г.
6. Руководящие указания для ТЭС номинальной мощностью более 11 кВт и менее 1,5 МВт. Дания, 2008 г.

[2]WADE (World Alliance for Decentralized Energy)

7. Требования по подключения генерирующих установок к электрической сети (проект). ENTSO-E, 2012 г.
8. Распределительный кодекс. Великобритания, 2011 г.
9. Connection of generators and other customers Rules and practices. CIGRE Technical brochure 271. Working Group C6.02, April 2005;
10. Technical and Commercial Standardisation of DER/microGrid Components. CIGRE Technical brochure 423. Working Group C6.10, August 2010.
11. Connection criteria at the distribution network for distributed generation. CIGRE Technical brochure 313. Task Force C6.04.01, February 2007.
12. Раздел "Основная информация" официального сайта Всемирного Союза Распределенной энергетики (WorldAllianceforDecentralizedEnergy – WADE), URL: http://www.localpower.org/
13. "Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets". Отчет IEA, 2002, p. 125, URL: http://gasunie.eldoc.ub.rug.nl/FILES/root/2002/3125958/3125958.pdf;

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)

К ПРОБЛЕМАТИКЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

А.А. Тимусь, И.Д. Кудинов
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова, г. Новочеркасск

Одним из направлений развития мировой энергетики является увеличение доли распределенной генерации (РГ), в особенности с применением возобновляемых источников энергии (ВИЭ). В частности, в странах Евросоюза (ЕС) это закреплено директивой «20-20-20», согласно которой страны ЕС обязуются к 2020 году производить 20% электроэнергии за счет ВИЭ. В условиях мировой глобализации отечественная энергетика должна, по крайней мере, следовать в указанном фарватере.

В общем случае РГ реализуется за счет распределенных источников энергии (РИЭ) разных типов, которые можно разделить на две группы:

1. Традиционные – это: дизель-генераторные станции, газопоршневые и газотурбинные установки, малые ГЭС и ТЭЦ на местном топливе.

2. ВИЭ – это: ветровые электростанции, гелиоэлектростанции, «биоэлектростанции».

Отметим некоторые из преимуществ, которые ожидаются от внедрения РГ:

- выравнивание графика нагрузок потребителей;
- повышение надёжности электроснабжения потребителей;
- снижение транспортного расхода электроэнергии;
- повышение уровня конкуренции среди производителей электроэнергии;
- снижение отрицательного воздействия на окружающую среду;
- уменьшение затрат на электроэнергию отдельных потребителей.

Задачей данной работы является попытка оценить перспективы внедренияРГ в ЭЭС России, имея в виду, в частности, сложности присоединения к распределительным сетям и управления ими.

Проблемы внедрения РГ. Анализ показывает, чтоширокому внедрению РГ препятствует большое количество практических проблем, возникающих при интеграции РГ в существующие электрические сети.

Эти проблемы связаны: с одной стороны с особенностями построения и эксплуатации отечественных распределительных сетей (в частности их топология радиальна), с другой – с особенностями функционирования РИЭ, прежде всего ВИЭ, для которых характерен неравномерный, прерывистый график генерируемой мощности.

Перечислим некоторые из конкретных проблем:

1. Необходимость перенастройки электрических сетей на функционирование по замкнутым схемам (нередко – необходимость модернизации электрических сетей).
2. В ряде случаев необходимость реконструкции сети.
3. Разработка и внедрение автоматики нормальных режимов.
4. Усложнение релейной защиты и необходимость её перестройки.
5. Разработка и внедрение автоматики аварийных режимов.
6. Необходимость применения способов и средств компенсации отрицательных особенностей РИЭ, в частности ВИЭ.
7. Необходимостьпредусмотренияв электрических сетях возможности резервирования по активной и реактивной мощностям при выходе из строя РИЭ.
8. Усложнение задач мониторинга и диспетчерского управления электрической сетью.
9. Усложнение взаимоотношений субъектов, участвующих в производстве и распределении электроэнергии.
10. Отсутствие нормативно-технической документации по управлению РГ.
11. Необходимость больших инвестиций на сооружение ВИЭ.

Предложения по решению проблем РГ. Прежде всего, следует отметить, что успешное внедрение РГ может осуществиться только при условии усовершенствования информационных коммуникационных систем для мониторинга и управления РГ.

Для этапа формирования комплексов РГ кардинальными представляются предложения:

1. Создание комбинированных РИЭ. Например, ветровые электростанции использовать совместно с дизель-генераторами или с газопоршневыми установками.
2. Широкое использование накопителей электроэнергии (НЭ), особенно в комплекте с ветровыми электроустановками. Здесь имеются в виду, прежде всего, сверхпроводниковые индуктивные накопители электроэнергии (СПИН).

Этопредложение имеют особенно хорошие перспективы, с учетом следующих обстоятельств. *С точки зрения их свойств*: они способны быстро (за доли периода промышленной частоты) и практически ступенчато изменять потребляемую

из сети и выдаваемую в неё активную мощность в требуемых пределах, а также и реактивную мощность.

С точки зрения перспектив их внедрения: они достаточно хорошо уже используются за рубежом, в том числе выпускаются так называемые микро СПИН. Например, в США СПИН функционирует более чем в 300 узлах электрических сетей.

С точки зрения результатов их применения: они способны выравнивать графики нагрузок; способны обеспечивать требуемые графики генерации, например, ВИЭ; могут привлекаться для регулирования частоты и напряжения. Кроме этого НЭ могут привлекаться для снижения максимума нагрузки, что позволяет снизить затраты на ввод новых генерирующих мощностей. Подчеркнемособую эффективность НЭ для противоаварийного управления.

1. Целесообразно предусматривать наличие резервных мобильных РИЭ и возможности быстрого их ввода в работу в случае выхода из строя стационарного РИЭ. Для этого можно использовать любой из традиционных РИЭ, в том числе мобильную газотурбинную электростанцию.

2. Кроме перечисленных предложений не надо сбрасывать со счетов необходимость более широкого использования средств регулирования напряжения и реактивной мощности. Например, СТК и особенно в перспективе СТАТКОМ.

Для этапа управления РГ в условиях нормальных режимов электрических сетей очевидными представляются следующие предложения:

1. Использование систем автоматического регулирования напряжения и частоты самих РИЭ.

2. Разработка и внедрение систем автоматического управления комбинированными РИЭ с целью реализации их преимуществ.

3. Разработка и внедрение систем автоматического регулирования средств компенсации реактивной мощности с учетом особенности РИЭ.

4. Разработка и внедрение систем управления НЭ в условиях нормальных режимов.

Что касается **противоаварийного управления** (ПАУ) РГ, прежде всего, отмечаем два концептуальных предложения:

1. При разработке систем ПАУ РГ следует отказаться от традиционного подхода, характерного для больших ЭЭС, в частности, например, направленных на сохранение параллельной работы генераторов.

2. В основу концепции представляется целесообразным ПАУ РГ заложить ***два принципа***:

- Спасение (защита) непосредственно самого РИЭ.
- Недопущение негативного влияния РИЭна ЭЭСв ненормальных режимах (или ситуациях).

В заключение перечислим некоторые конкретные предложения для реализации обозначенной концепции ПАУ РГ:

1. Применение автоматики для управления мощностью первичных двигателей РИЭ.

2. Электрическое торможение для обеспечения динамической устойчивости РИЭ.

3. Механическое торможение для обеспечения динамической устойчивости РИЭ.

4. Автоматика для выделения РИЭ со сбалансированной нагрузкой.

5. Отделение ответственных потребителей от части сети с РГ, в которой, например, возникло опасное снижение напряжения.

6. Автоматический ввод резервного питания в случае потери РИЭ.

7. Противоаварийное управление средствами регулирования напряжения.

8. Отключение части неответственных потребителей при сбросе мощности РИЭ или снижении напряжения.

9. Противоаварийное управление НЭ.

Выводы.

1. Ситуация в глобальной электроэнергетике заставляет вести работу по внедрению РГ в отечественные ЭЭС.

2. Широкое внедрение РГ связано с множеством проблем, некоторые пути решения которых предлагаются в данной работе.

3. Очевидно, что для масштабного увеличения доли РГ в энергетике необходим комплексный подход, включающий меры поддержки РГ как со стороны государства, так и со стороны бизнеса.

Литература

1. Основы современной энергетики. Том 2. Современная электроэнергетика / под.ред. А.П. Бурмана и В.А. Строева. – М.: Издательский дом МЭИ, 2008. – 632 с.

УДК 621.3

ПРЕИМУЩЕСТВА И НЕДОСТАТКИ СОВРЕМЕННЫХ ВЕТРЯНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ, ОСОБЕННОСТИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ С СЕТЬЮ

Р.А. Троцко, К.А. Сидоров
Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь

Как известно по официальным данным, при текущем уровне добычи и потребления нефтегазового сырья, разведанных запасов нефти в России хватит на 25 лет, природного газа на 70 лет, поэтому вопрос развития энергетики на основе возобновляемых источников энергии становится более чем актуальным. Ветровая энергия является, возобновляемым ресурсом, а строительство ветряных электрических станций (ВЭС), с учётом опыта западных стран, становиться весьма актуальной задачей. Места строительства ВЭС преимущественно определяются наличием благоприятных для функционирования ВЭС климатических условий (наличие достаточного уровня ветра) и наличием локальных дефицитов активной мощности, под эти критерии попадает, например Кубанская энергосистема.

Кубанская энергосистема является одной из самых крупных и активно развивающихся энергосистем входящих в ОЭС Юга. За прошедшие пять лет, увели-

чение потребления электрической энергии по Кубанской энергосистеме составило 18,3 %. и достигло величины 22 764 млн. кВт·ч. Максимальное потребление мощности достигло 3977 МВт. Причем летний максимум нагрузок практически сравнялся с зимним. При этом Кубанская энергосистема является дефицитной. Собственная генерация составляет лишь 53% от потребности. С учетом намеченных вводов новых генерирующих источников, дефицит Кубанской энергосистемы в долгосрочной перспективе будет только увеличиваться. С учетом этой статистики был разработан проект строительства новых источников электроэнергии, таких как ВЭС «Береговая».

Площадка ВЭС «Береговая» расположена в Темрюкскомэнергоузле Юго-западного энергорайона Кубанской энергосистемы. Как показал анализ электроэнергетических режимов, летний максимум потребления электрической энергии превышает соответствующий показатель в зимний максимум на 40%. Для создания ВЭС «Береговая» установленноймощностью 90 МВт на основании всестороннего анализа принято решение использовать современные ветроэнергетические установки (ВЭУ) фирмы SIEMENS типа SWT-3.0-101. Основной особенностью конструкции данных ВЭУ является подключение синхронного генератора на постоянных магнитах к внешней электрической сети через тиристорный преобразователь частоты. Принципиальная схема такой ВЭУ изображена на рис. 1.

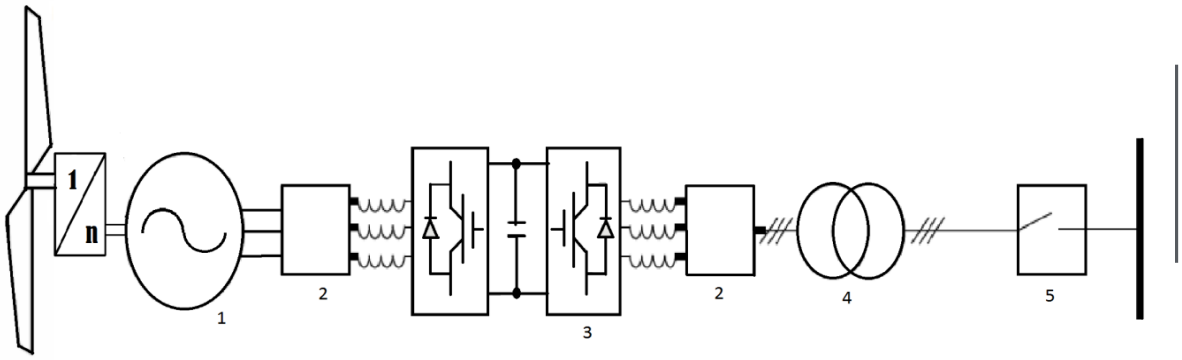


Рис. 1. Принципиальная электрическая схема ветроустановки SWT 3.0-101
1-генератор; 2-сетевой фильтр; 3-преобразователь со встречно-параллельным соединением; 4-Трансформатор; 5-распредслительная аппаратура.

С точки зрения постоянства величины выдаваемой мощности ВЭС нельзя рассматривать как надежный источник генерации. Более актуальный для рассмотрения вопрос – это особенности параллельной работы ВЭС и энергосистемы, а так же влияние на системную надежность. Сначала следует рассмотреть преимущества и недостатки ВЭС перед традиционными источниками электрической энергии.[1]

Безусловно, первым и основным преимуществом ВЭС является возможность безвозмездного и бесплатного использования ветра как ресурса для создания электроэнергии. Также к одному из преимуществ можно отнести экологичность работы таких станций. При строительстве ВЭС учитывается влияние ветрогенераторов на окружающую среду. В связи с этим во многих европейских странах (Великобритания, Германия, Нидерланды и Дания) принят ряд законов, обязующих производителей и организаций эксплуатирующих ВЭС ограничивать уровень шума от

работающей ВЭС до 45 дБ в дневное время и до 35 дБ ночью. Определено и минимальное расстояние от установки до жилых домов – 300 м. Также для повышения уровня безвредности для флоры и фауны современные ВЭС прекращают работу во время сезонного перелёта птиц.

Основным недостатком подобных станций является слишком дорогое оборудование, по соотношению к сравнительно небольшому КПД, исравнительно небольшой мощности вырабатываемой электроэнергии. Также из-за постоянного изменения силы ветра выдаваемая мощность постоянно меняется, внося в свою очередь неопределенность в возможности планирования загрузки данной станции. Прогнозирование выполняется с помощью специализированного программного обеспечения, использующего в качестве входной информации данные о фактической скорости ветра за отчетный период и прогнозные значения по данным соответствующего гидрометцентра. Замер фактической скорости ветра производится непосредственно на площадке. Для краткосрочного прогнозирования рассчитывается максимальная и минимальная вырабатываемая мощность с разбивкой по часам.

В части технического функционирования и параллельной работы ссетью ВЭС имеет ряд особенностей. В настоящее время в каждой европейской энергосистеме (UCTE, Nordel, UK, lreland) существуют отдельные технические требования по подключению ВЭС к сети. В России каких-либо специальных требований не разработано, лишь существуют стандарты с общими техническими требованиями к ВЭС (ГОСТ Р51991-2002, ГОСТ Р 51237-98, ГОСТ Р 519902002).

Важнейшими характеристиками и преимуществами используемых вВЭУ частотных преобразователей является возможность изменения коэффициента выдаваемой мощности в диапазоне cos(φ) от – 0,9 до+ 0,9, что позволит осуществлять выдачу/прием реактивной мощности. Преобразователь может работать в режиме генерации и потребления реактивной мощности. Выдача реактивной мощности определяется режимом работы преобразователя частоты. ВЭС может служить не только как источник активной мощности, но и как синхронный компенсатор, причем эти две функции осуществляются одновременно. [3]

ВЭС могут участвовать в регулировании частоты. К примеру в Дании ветропарки участвуют во вторичном регулировании частоты в режиме изолированной работы части энергосистемы. При работе с максимальной располагаемой мощностью регулирование нагрузки может осуществляться только в сторону снижения генерируемой мощности (при повышении частоты). В случае, если ветропарк был предварительно разгружен (что мало приемлемо с экономической точки зрения), то регулирование нагрузки может осуществляться в обоих направлениях. Очевидно, что в силу ничтожной доли ветрогенерациив России в настоящем и ближайшем будущем, участие ВЭС в регулировании частоты в ЕЭС не целесообразно. Более того, выделение ВЭС на сбалансированную нагрузку при локальных авариях, связанных с разрывом связей энергорайона расположения ветропарков с ЕЭС, неприемлемо по причине невозможности гарантированного стабильного поддержания требуемой мощности ВЭС в течение продолжительного времени. В табл. 1 представлены диапазоны частот в сети вблизи ВЭС и реакция частотного преобразователя [4].

Таблица 1

Режимы работы частотного преобразователя

Диапазон частоты сети, Гц	Реакция преобразователя частоты
>53	отключение
53-50,5	снижение мощности
50,5-49,5	продолжительная работа
49,5-47	увеличение мощности
<47	отключение

Так же интересен вопрос о реакции ВЭС на нормативные возмущения. В связи с применением на площадке ВЭС ветрогенераторов с генераторами, подключенными к внешней сети черезпреобразователи частоты (состоящие из выпрямителя, вставки постоянного тока и инвертора), возникновение асинхронного режима генераторов данного ветропарка не возможно. В соответствии с пунктом 5.8 [2], согласно которому линии электропередачи постоянного тока (ЭППТ) или вставки постоянного тока не оказывают влияния на ток КЗ в сети переменного тока, расчет проводится только с учетом подпитки места КЗ от заземленных нейтралей силовых трансформаторов близлежащих подстанций.

Для того чтобы обеспечить быстрое восстановление до аварийнойвеличины активной мощности ветроустановки после ликвидации короткого замыкания (КЗ), в ветроустановках SWT-3.0-101 генератор замыкается накоротко на резистор, который преобразует избыточную электрическую энергию генератора в тепловую. Допустимое время работы генератора на резистор – 0,5 секунды. С учетом наличия функции быстрого перезапуска преобразователя, в момент ликвидации КЗ преобразователь вновь включится в работу. При этом недопустимо более длительное КЗ, так как резистор шунтирующий генератор в момент короткого замыкания, имеет очень сильный нагрев, и если вблизи шин ВЭС КЗ ликвидируется за время более 0,5 секунды, то из-за перегрева резистора автоматика ВЭС будет вынуждена изменить шаг лопастей, этим уменьшив мощность генератора. После ликвидации затяжного КЗ ВЭС сможет набрать исходную мощность только через 10-40 секунд. В районе размещения ВЭС не все ВЛ 110 кВ имеют быстродействующие основные защиты и такие ситуации вполне возможны.

В результате можно сделать вывод о необходимости создания документов, регламентирующих порядок подключения и параллельной работы ВЭС с сетью, которые бы, в свою очередь подталкивали производителей выполнять необходимые заказчику требования. ВЭС весьма перспективная, безопасная и экологически чистая генерация, но с экономической и технической стороны ветроэнергетика уступает традиционной генерации. Учитывая, что места строительства ВЭС в основном относятся к зонам децентрализованного электроснабжения с высокой себестоимостью электроэнергии, для более надежного электроснабжения этих районов можно говорить о возможности строительства совместных ветро-дизельных станций на данных территориях.

Литература

1. Андриаиов В. Н. Ветроэлектрические станции. – М., Л.: ГЭИ, 1960. – 320 с.

2. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: НЦ ЭНАС, 1998. – 144 с.
3. Виссарионов В. И. Энергетическое оборудование для использования нетрадиционных источников энергии. – М.: ВИЭН, 2004. – 448 с.
4. V. Akhmatov, Aggregated Modelling and Short-term Voltage Stability of Large Wind Farms, John Wiley & Sons, Ltd, Chichester, UK, 2002. – C. 25-28.

УДК 621.311

НЕСИММЕТРИЯ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЖЕЛЕЗНЫХ ДОРОГ

Г.В. Рогов
Филиал ОАО «Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы» – СибНИИЭ, г. Новосибирск

Развитие рыночных отношений в энергетике вынуждает относиться к электроэнергии не только как к физической сущности, но и как к товару, который должен обладать определенным качеством, чтобы соответствовать требованиям рынка. Под качеством электроэнергии (КЭ) понимается степень соответствия характеристик электрической энергии в данной точке электрической системы совокупности нормированных показателей КЭ.

Низкое КЭ ухудшает условия работы электрических сетей и систем и приводит к значительному ущербу на всех уровнях от генерации до потребления. Убытки от пониженного КЭ в крупных энергосистемах могут достигать десятков миллиардов долларов в год [1]. В настоящее время в электрических сетях России наблюдается низкое КЭ [2]. Особенно выражены проблемы КЭ в системах электроснабжения железных дорог (СЭЖД). Питание мощных однофазных электроприемников, какими являются электровозы, от трехфазной сети вызывает несимметрию токов и напряжений. Так, в системе электроснабжения Байкало-Амурской магистрали (БАМ) коэффициент несимметрии напряжения превышает допустимые по ГОСТ значения на большинстве подстанций [3]. Задача повышения КЭ в СЭЖД очень важна, так как в России от СЭЖД осуществляется питание не только тяговой нагрузки, но и промышленных и бытовых потребителей, расположенных вблизи железной дороги.

На большинстве тяговых подстанций России установлены трехобмоточные трансформаторы, обмотка высокого напряжения которых соединена в звезду, а две другие обмотки, одна из которых предназначена для питания тяговой, другая – нетяговой нагрузки, соединены в треугольник (рис. 1*а*). В некоторых странах питание тяговой нагрузки осуществляется от трансформаторной группы, собранной по схеме Скотта (рис. 1*б*).

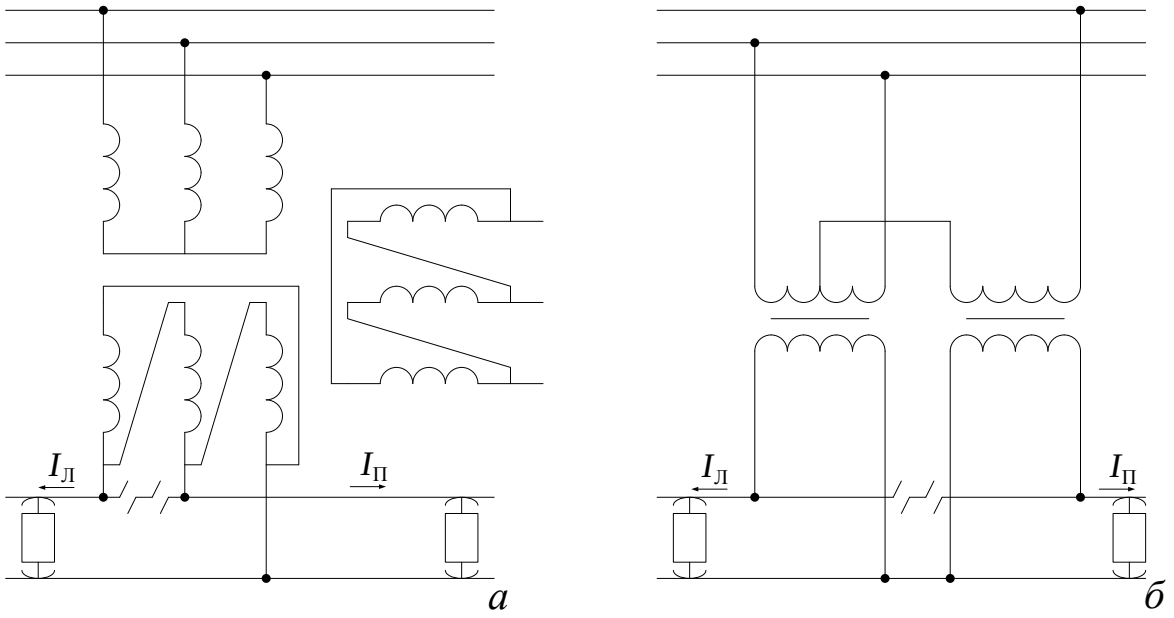


Рис. 1. Питание тяговой нагрузки от трехфазной сети:
***а*) через трансформатор «звезда-треугольник»; *б*) через трансформатор Скотта**

Принято считать, что применение трансформаторов Скотта предпочтительнее, так как обеспечивает меньшие значения коэффициента несимметрии тока k_I. Под коэффициентом несимметрии тока понимается отношение токов обратной и прямой последовательностей, потребляемых из трехфазной сети. В самом деле, при равенстве токов левого плеча $I_Л$ и правого плеча $I_П$ тяговой подстанции по модулю и фазе коэффициент несимметрии токов при питании через трансформатор Скотта равен 0, при питании через трансформатор «звезда-треугольник» – 0,5. В действительности на современных электровозах применяются управляемые преобразователи напряжения, моменты коммутации вентилей которых изменяются таким образом, чтобы на зажимах постоянного тока поддерживалось необходимое напряжение независимо от величины напряжения в сети переменного тока. Работа таких преобразователей приводит к возможности плавного изменения реактивной мощности электровоза в диапазоне от потребления до выдачи. Более того, современные преобразователи напряжения позволяют электровозам работать в режиме рекуперации, то есть, выдаче в сеть активной мощности при торможении. Поэтому токи плеч тяговой подстанции могут существенно отличаться как по модулю, так и по фазе. На рис. 2 приведены зависимости коэффициентов несимметрии тока от отношения модулей токов плеч при различных значениях угла α между векторами токов плеч для схемы Скотта и трансформатора «звезда-треугольник». Видно, что схема Скотта не всегда обеспечивает меньшие значения коэффициента несимметрии тока. В любом случае, обе рассматриваемые трансформаторные схемы допускают протекание резко несимметричных токов в трехфазной сети в широком диапазоне возможных режимов тяговой сети.

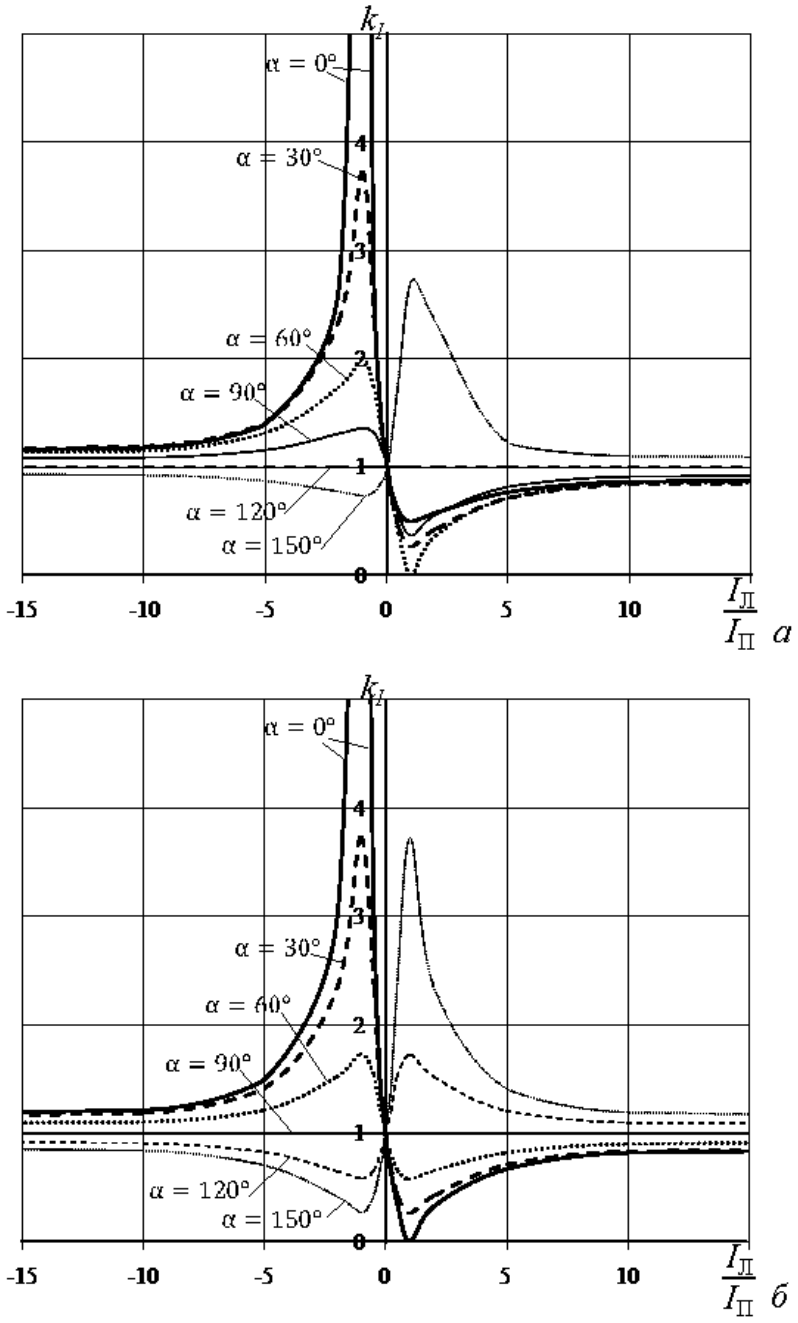


Рис. 2. Зависимость коэффициента несимметрии тока от соотношения модулей и фаз токов плеч тяговой подстанции:
а) для трансформатора «звезда-треугольник»; *б*) для трансформатора Скотта

Применение рассматриваемых трансформаторных схем не позволяет снять проблему несимметрии в СЭЖД. Поэтому необходимы специальные симметрирующие устройства, которые могут представлять собой пофазно управляемые средства компенсации реактивной мощности, подключаемые на шины высокого напряжения тяговых подстанций. Установка одного симметрирующего устройства позволяет поддерживать практически симметричное напряжение в месте его подключения и значительно снизить величину коэффициента несимметрии напряжения k_U во всей прилегающей сети. На рис. 3 показано влияние симметрирующего устройства на симметрию напряжения в системе электроснабжения БАМ 220 кВ. Подстанции

на диаграмме расположены в порядке их следования с запада на восток. Нормально допустимое и предельно допустимое по ГОСТ значения коэффициента несимметрии напряжения для сети 220 кВ составляют соответственно 2% и 4%. Для обеспечения допустимых значений коэффициента несимметрии напряжения в системе электроснабжения БАМ достаточно установки двух симметрирующих устройств на подстанциях Киренга и Уоян мощностью около 30 МВА каждое.

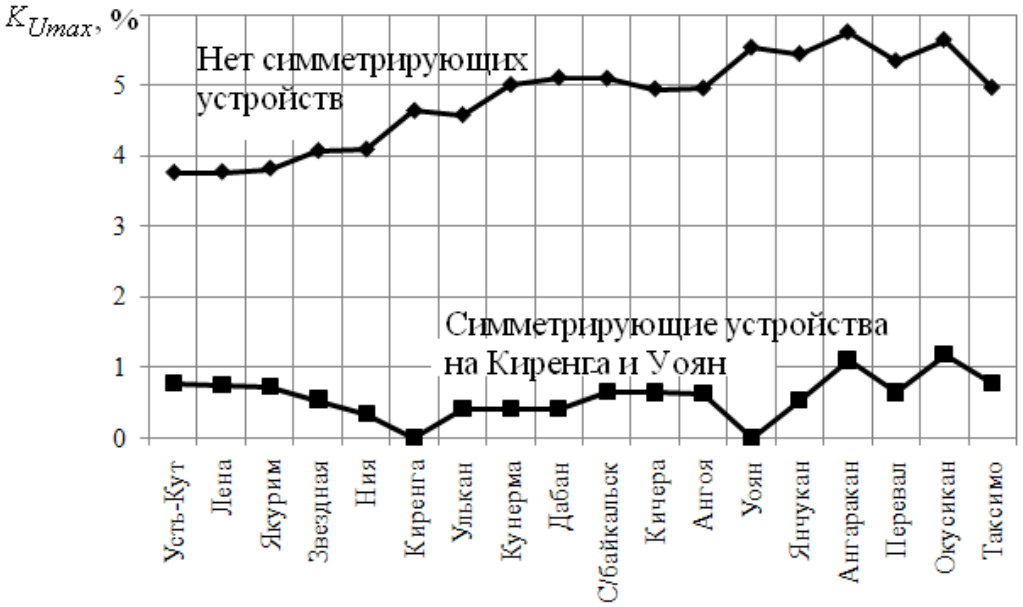


Рис. 3. Максимальные значения коэффициента несимметрии на подстанциях БАМ

Литература

1. Жежеленко И.В., Саенко Ю.Л., Горпинич А.В. Оценка надежности электрооборудования при пониженном качестве электроэнергии // Вести в электроэнергетике. – № 6. – 2006. – С. 13 -17.
2. Добрусин Л.А. Проблема качества электроэнергии и электросбережения в России // Энергоэксперт. – № 4. – 2008. – С. 14-19.
3. Анохин Б.А. Анализ уровней несимметрии и отклонений напряжения в протяженной сети при питании тяговой нагрузки // Научные проблемы транспорта Сибири и Дальнего Востока. – № 1. – 2012. – С. 404-407.

УДК 621.316

СПЕКТРАЛЬНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ ВЕТРОАГРЕГАТА ПРИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЕ С ДИЗЕЛЬ-ГЕНЕРАТОРОМ

С.В. Прокопченко
Филиал ОАО «СО ЕЭС» Ленинградское РДУ, г. Санкт-Петербург

В условиях России, где есть обширные территории, вообще неохваченные электроэнергетическими системами, актуальным является развитие автономных систем электроснабжения на основе ветроэлектрических агрегатов (ВЭА) [1]. Прежде

всего это относится к зоне крайнего Севера, а также малонаселенным районам Сибири и Дальнего Востока. В указанных районах проблема электроснабжения, как правило, решается с помощью доставленного туда дорогостоящего жидкого топлива для дизельных электростанций (ДЭС). В этой ситуации при благоприятных ветровых условиях использование ВЭА, действующих почти бесперебойно, является весьма актуальной задачей.

Рассмотрим особенности параллельной работы ВЭА с ДЭС. Расчетная схема представлена на рис. 1. Оценим вероятностные характеристики режимных параметров синхронного ВЭА, позволяющие в наиболее обобщенной форме отразить специфику изменения режимных параметров в реальных ветровых условиях.

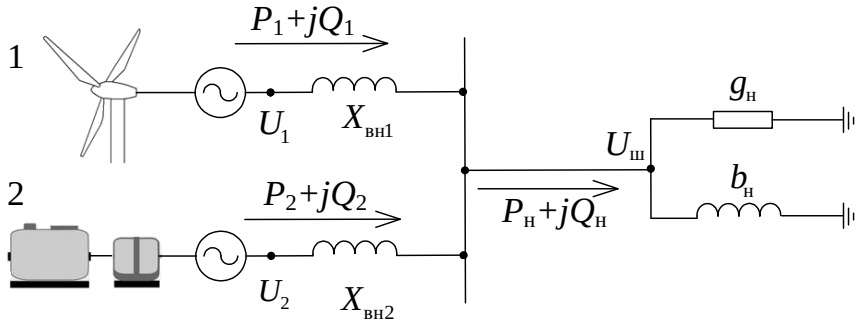


Рис. 1. Схема параллельной работы ВЭА (1) с ДЭС (2) на общую нагрузку

Согласно теории стационарных случайных процессов, спектральная плотность выходного параметра $S_{вых}(\omega)$ любой линейной динамической системы связана со спектральной плотностью входного возмущающего воздействия $S_{вх}(\omega)$, представленного стационарной случайной функцией, следующим соотношением (1) [2]:

$$S_{вых}(\omega) = |\Phi(\omega)|^2 S_{вх}(\omega), \qquad (1)$$

где $\Phi(\omega)$ – модуль частотной характеристики системы, определяемый отношением амплитуд колебаний выходного параметра к входному при гармоническом изменении последнего.

В этой связи, возникает необходимость в определении частотных характеристик режимных параметров ВЭА, под которыми понимают отношение в комплексной форме какого-либо режимного параметра (угла, мощности, тока статорной цепи и т.д.) генератора к входному возмущающему гармоническому воздействию.

Исследование параллельной работы синхронных ВЭА и ДЭС проводились применительно к схеме рис. 1 при различном соотношении их мощностей. Синхронные машины моделировались уравнениями Парка-Горева. Номинальные параметры машин полагались одинаковыми и принимались равными: $x_{d1} = x_{d2} = 1{,}0$; $x'_{d1} = x'_{d2} = 0{,}36$; $T_{d01} = T_{d02} = 1{,}0$ с; $\rho_{rd1} = \rho_{rq1} = \rho_{rd2} = \rho_{rq2} = 0{,}005$; $x_{s1} = x_{s2} = 0{,}2$; $x_{sr1} = x_{sr2} = 0{,}2$; $x_{srd1} = x_{srq1} = x_{srd2} = x_{srq2} = 0{,}15$; $T_{J1} = 20$ с, $T_{J2} = 4$ с.

Исследования проводились для следующих соотношений мощностей ВЭА и ДЭС: $P_в{:}P_д = 1{:}1$ с номинальными мощностями $P_{10} = P_{20} = 0{,}8$ и $P_В{:}P_Д = 1{:}2$ с номинальными мощностями $P_{10} = 0{,}8$; $P_{20} = 1{,}6$.

При расчете частотных характеристик и исходной скорости ветра u_p =10 м/с амплитуда гармонического возмущения задавалась равной $0{,}1u_p$; спектральные ха-

рактеристики отыскивались при задании спектра ветра в соответствии с выражением (2) [3, 4]:

$$S_{\text{вх}}(\omega) = \alpha \cdot u(T)^{\frac{2}{3}} \cdot \xi^{\frac{2}{3}} \cdot \left(\frac{\omega}{2\pi}\right)^{-\frac{5}{3}}, \qquad (2)$$

где α=1,5 – числовая постоянная для продольной составляющей скорости ветра; $u(T)$ – средняя скорость ветра; ξ – диссипация турбулентной энергии; ω – угловая частота пульсаций.

Спектральные характеристики режимных параметров системы, содержащей ВЭА и ДЭС, представлены на рис. 2.

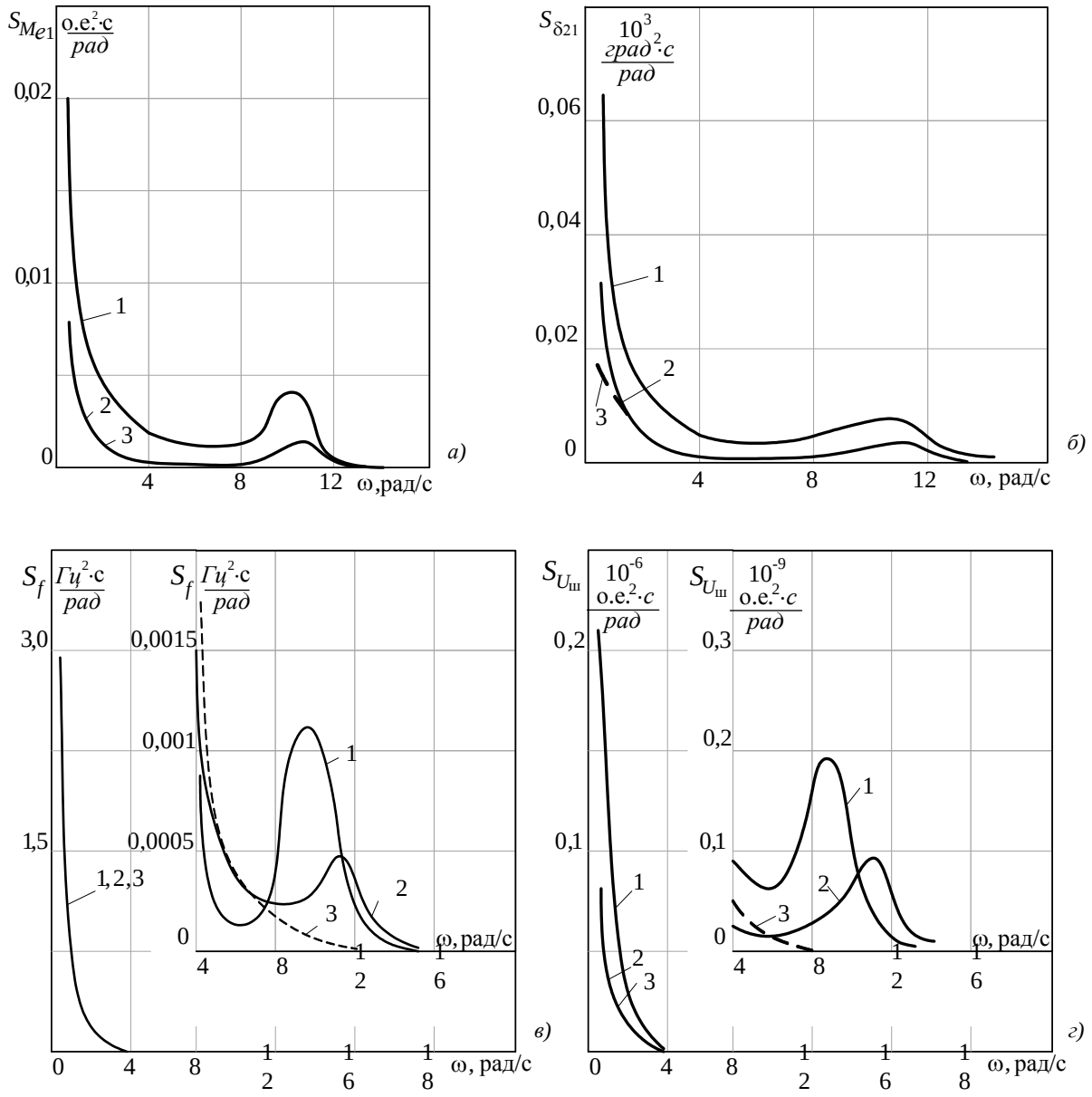


Рис. 2. Спектральные характеристики системы ВЭА-ДЭС:
1 – $P_в$:$P_д$ = 1:2; 2 – $P_в$:$P_д$ = 1:1; 3 – $P_в$:$P_д$ = 1:1 (генераторы с АРВ)

Сравнительный анализ спектральных характеристик со спектральными характеристиками синхронного ВЭА, работающего параллельно с мощной сетью (рис. 3)

показывает, что они расположены существенно ниже, что обуславливает лучшее протекание переходных процессов. Сказанное особенно характерно для области малых (близких к нулю) частот, имеющих наибольший удельный вес в спектре скорости ветра.

Данное явление можно пояснить следующими выкладками. Отклонения от исходных значений мощностей P_1 и P_2 при изменении скорости ветра будут иметь вид (3) и (4), соответственно:

$$\Delta P_1 = \frac{\Delta P_{\text{в}} \cdot T_{J2}}{T_{J1} + T_{J2}}; \tag{3}$$

$$\Delta P_2 = -\Delta P_1 = -\frac{\Delta P_{\text{в}} \cdot T_{J2}}{T_{J1} + T_{J2}}, \tag{4}$$

где $\Delta P_{\text{в}} = P_{\text{в}} - P_{\text{в}0}$ – отклонение от исходного значения мощности ветроколеса.

Из анализа выражений (3) и (4) следует, что при принятых соотношениях $P_{\text{в}}$:$P_{\text{д}}$ и реальных значениях T_{J1}, T_{J2} отклонения ΔP_1 и ΔP_2 будут существенно ниже $\Delta P_{\text{в}}$; тогда как при параллельной работе ВЭА с мощной сетью на нулевой частоте возмущающего воздействия отклонения мощности генератора и ветроколеса равны между собой.

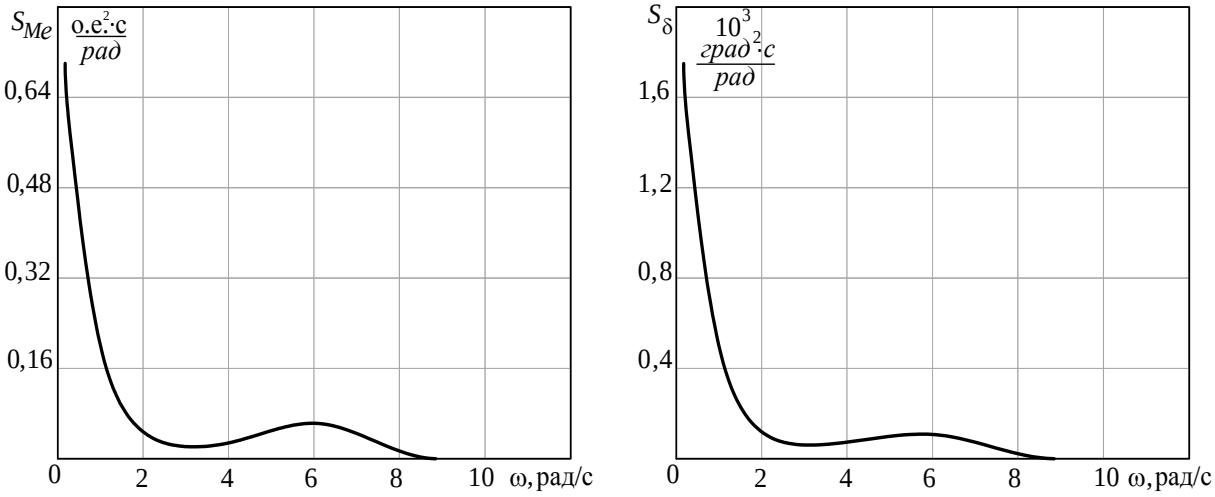


Рис. 3. Спектральные характеристики синхронного ВЭА при параллельной работе с мощной сетью

Однако при этом в области малых частот значительный подъем имеет амплитудно-частотная характеристика частоты напряжения в узле нагрузки, изменение которой на нулевой частоте при принятой идеализации можно записать в виде (5):

$$p\Delta f = \frac{\Delta P_{\text{в}} \cdot 50}{T_{J\Sigma}}, \tag{5}$$

где $T_{J\Sigma} = T_{J1} + T_{J2}$ – эквивалентная постоянная агрегатов.

Сказанное физически можно объяснить тем, что в автономной системе значительная часть отклонения мощности ветроколеса, обусловленного изменением скорости ветра, расходуется на изменение частоты системы, снижая тем самым возмущаемость других режимных параметров.

Величины дисперсий $D_{Мв}$, $D_{\delta 21}$ и среднеквадратичных отклонений $\sigma_{Мв}$ и $\sigma_{\delta 21}$ для нерегулируемых агрегатов при различном соотношении их установленных мощностей и для случая работы синхронного ВЭА параллельно с сетью сведены в табл. 1.

Таблица 1

Величины дисперсий и среднеквадратичных отклонений

Параметр	Параллельная работа ВЭА и ДЭС		Работа ВЭА на мощную сеть
	$P_в$:$P_д$ = 1:1	$P_в$:$P_д$ = 1:2	
Дисперсия $D_{Мв}$, о.е.^{2}	0,0068	0,025	0,32
Среднеквадратичное отклонение $\sigma_{Мв}$, о.е.	0,082	0,16	0,56
Дисперсия $D_{\delta 21}$, град^2	25	45,8	398
Среднеквадратичное отклонение$\sigma_{\delta 21}$, *град*	5,0	6,7	20

Сравнительный анализ результатов, приведенных в таблице, показывает, что при работе ВЭА на мощную сеть величины среднеквадратичных отклонений электромагнитного момента и угла много больше их значений при работе ВЭА параллельно с ДЭС. Кроме того, как показали расчеты, среднеквадратичные отклонения напряжения в узле нагрузки от его номинального значения, даже в условиях отсутствия регулирования возбуждения не превышали 0,02% при соотношении мощностей $P_в$:$P_д$=1:1 и 0,05% при соотношении мощностей $P_в$:$P_д$=1:2.

Литература

1. Борисенко М.М. Перспектива использования потенциала энергии ветра как реальной альтернативы традиционным источником топлива, Вопросы охраны атмосферы от загрязнения. Информационный бюллетень № 1 (29), Главная Геофизическая обсерватория им. Воейкова 2004. – С. 66-76.
2. Вентцель Е.С. Теория вероятностей. – М. Наука, 1969 – 576 с.
3. Иванов В.Н. К вопросу о числе превышений заданного уровня пульсационной скорости ветра // Труды Института экспериментальной метеорологии. – 1972, вып. 27. – С. 12-24.
4. Винченко Н.К. Пинус Н.З. Шметер С.М. Шур Г.Н. Турбулентность пограничного слоя атмосферы // Труды Института экспериментальной метеорологии. – 1973, вып. 30. – С. 40-48.

УДК 681.51:620.31

СИНЕРГЕТИЧЕСКИЙ СИНТЕЗ ЗАКОНОВ ИЕРАРХИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ АВТОНОМНОЙ ЭНЕРГОУСТАНОВКОЙ С ВЕТРОУСТАНОВКОЙ

А.В. Михайлевская
Южный федеральный университет, г. Таганрог

В современном обществе потребности человека в электроэнергии всё время растут, людей становится все больше, возрастают требования к защите окружающей

среды, вследствие чего требуется большее внедрение экологичных и возобновляемых источников энергии – автономных энергоустановок (АЭУ). В этой связи автономные источники электрической энергии являются наиболее перспективными. Необходимость в них также возникает там, где технически невозможно или экономически невыгодно использовать централизованное электрическое снабжение. А это, в первую очередь, объекты, удаленные от крупных электрических систем, и объекты, имеющие собственные источники первичной энергии. Также существует большое число потребителей, не подключенных к системам централизованного энергоснабжения.

Актуальность исследования АЭУ обусловлена тем, что [1, 2]:

– АЭУ повсеместно доступны, их ресурсы практически неисчерпаемы;

– возможно их использование как первичных источников энергии;

– существует большое число потребителей, не подключенных к системам централизованного энергоснабжения;

– имеются большие резервы и потребности по совершенствованию систем автономного энергоснабжения;

– экологичность.

В данном докладе был рассмотрен синергетический синтез нелинейных законов иерархического управления синхронным генератором (СГ) АЭУ с ветроколесом. Рассматриваемая математическая модель указанной АЭУ представляет собой двухуровневую иерархическую модель энергосистемы: верхний уровень – это СГ, нижний уровень – это ветроколесо. Основной целевой инвариант нашей задачи синтеза – это поддержание заданного желаемого уровня напряжения на выводах СГ и обеспечение устойчивости АЭУ. В основе синтеза закона управления лежит синергетическая теория управления (СТУ) [3, 4], а поскольку рассматриваемая нами энергосистема двухуровневая, то для ее исследования используем процедуру иерархического синтеза СТУ [4]. В соответствии с этой процедурой рассмотрим модель системы верхнего уровня – модель СГ, представленную в [5]:

$$
\begin{aligned}
&\dot{\Psi}_{t,d}(t) = a_1\Psi_{t,d} + E'_q - \omega\Psi_{t,q} - U_d;\\
&\dot{\Psi}_{t,q}(t) = \omega\Psi_{t,d} - a_2\Psi_{t,q} - U_q;\\
&\dot{E}'_q(t) = -a_3E'_q + a_4\Psi_{t,d} + bE_{fd};\\
&\dot{\omega}(t) = \frac{1}{\tau_J}\left(M_{mx} - \frac{E'_q\Psi_{t,q}}{L'_d} + \frac{\Psi_{t,q}\Psi_{t,d}}{L'_d} - \frac{\Psi_{t,q}\Psi_{t,d}}{L_q} - D\omega\right);\\
&\dot{\delta}(t) = \omega - 1,
\end{aligned}
\qquad (1)
$$

где $\Psi_{t,d}, \Psi_{t,q}$ – потокосцепления по осям *d*, *q*, ω – угловая скорость, *L* –индуктивности, δ – угол машины, τ – постоянная времени, U_d и U_q – напряжения по осям d и q соответственно, определяемые нагрузкой, $a_1 = r / L'_d$, $a_2 = r / L_q$, $a_3 = L_q / (L'_q\tau'_{d0})$, $a_4 = (L_d / L'_d)L'_d / \tau'_{d0}$, $b = 1/\tau'_{d0}$ – параметры. А каналами управления являются напряжение возбуждения E_{fd} СГ и механическая мощность M_{mx} ветроколеса.

Следуя процедуре метода аналитического конструирования агрегированных регуляторов (АКАР) СТУ, сформируем технологические инварианты, обеспечивающие достижение цели задачи синтеза:

$$\begin{aligned} U_d^2 + U_q^2 &= U_0^2; \\ \dot{\omega}(t) &= 0, \end{aligned} \tag{2}$$

где U_0 – желаемое напряжение на выводах генератора.

На основе (2) сформируем макропеременные метода АКАР:

$$\begin{aligned} \psi_1 &= U_d^2 + U_q^2 - U_0^2; \\ \psi_2 &= \frac{1}{\tau_J}\left(M_{mx} - \frac{E'_q \Psi_{t,q}}{L'_d} + \frac{\Psi_{t,q}\Psi_{t,d}}{L'_d} - \frac{\Psi_{t,q}\Psi_{t,d}}{L_q} - D\omega \right). \end{aligned} \tag{3}$$

По количеству каналов управления вводятся функциональные уравнения метода АКАР:

$$\begin{aligned} T_1\dot{\psi}_1(t) + \psi_1 &= 0, \\ T_2\dot{\psi}_2(t) + \psi_2 &= 0. \end{aligned} \tag{4}$$

Продифференцируем макропеременные (3) по времени с учетом уравнений (1). Подставляем эти производные и выражения (3) в уравнения (4), которые разрешаем относительно управлений E_{fd} и M_{mx}. Закон управления M_{mx} является законом верхнего уровня, который необходим нам для получения выражения локального закона управления, сервоприводом ветроколеса, осуществляющего изменение угла наклона лопастей ветроколеса β. Полученные нелинейные синергетические законы являются аналитическими, учитывают внутренние свойства СГ и представляют собой нелинейные обратные связи по переменным системы (1).

На рис. 1-4 показаны результаты моделирования системы (1) с полученными из (4) законами управления E_{fd} и M_{mx}.

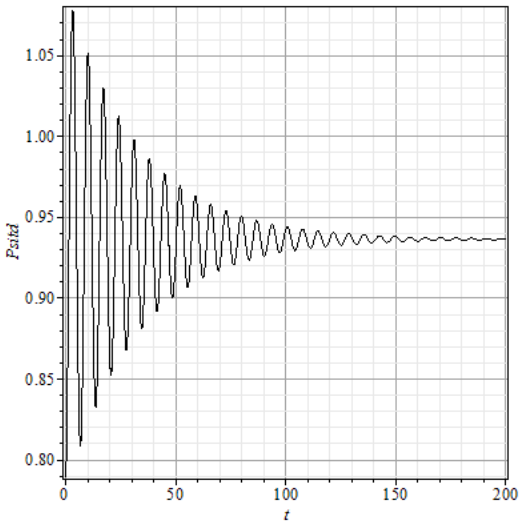


Рис. 1. График изменения потокосцепление по оси d Ψ_d

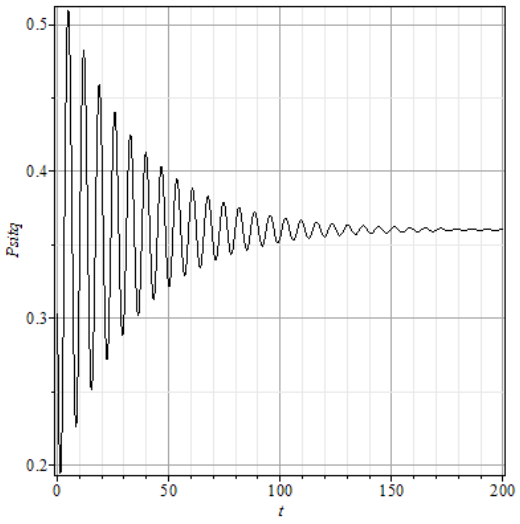


Рис. 2. График изменения потокосцепление по оси q Ψ_q

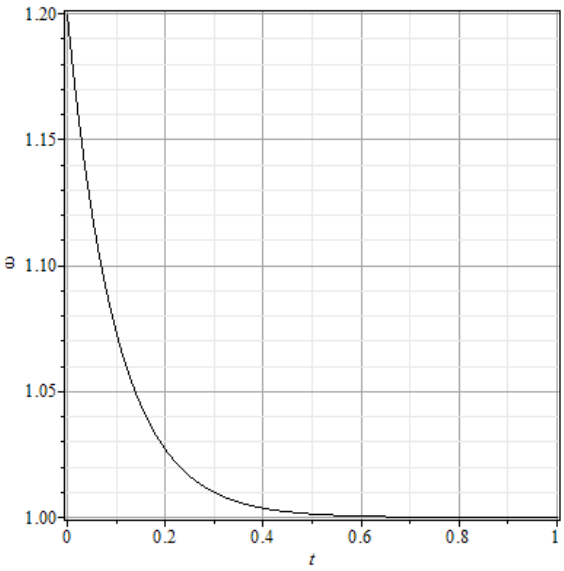


Рис. 3. График изменения частоты вращения ω

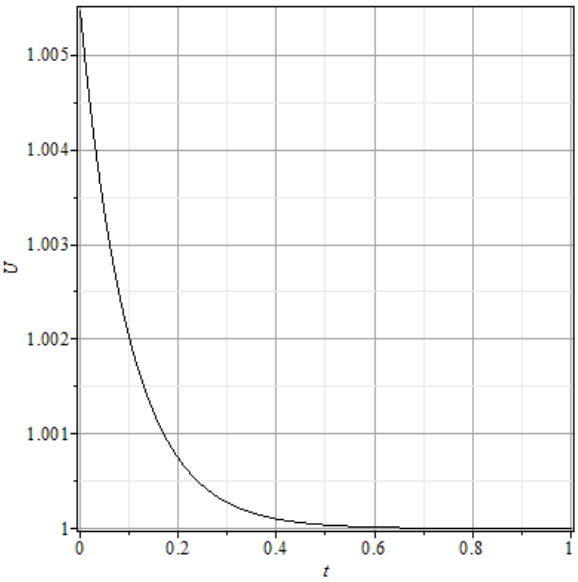


Рис. 4. График изменения напряжение системы $\sqrt{U_d^2 + U_q^2}$

Расширим систему (1) уравнениями ветроколеса – уравнениями нижнего уровня иерархии [6, 7]:

$$\begin{aligned} T_m &= \frac{1}{2}\rho A R C_p V_w^2 / \lambda; \\ C_p &= (0{,}44 - 0{,}0167\beta)\sin\left[\frac{\pi(\lambda - 3)}{15 - 0{,}3\beta}\right] - 0{,}00184(\lambda - 3)\beta; \\ \dot{\beta}(t) &= -\beta + \frac{u_2}{T_k}; \\ \lambda &= \frac{2\omega}{iV_w}, \end{aligned} \tag{5}$$

где T_m – механический момент ветродвигателя, R – радиус ротора ветродвигателя, ω – механическая угловая скорость ротора ветродвигателя, V_w – скорость ветра, λ – угловая скорость лопастей, β – угол наклона лопастей, C_p – коэффициент полезности ветра, ρ – плотность воздушного потока, A – охваченная лопастями область, i – коэффициент редукции. В системе (5) третье уравнение описывает сервопривод ветроколеса, осуществляющего изменение угла наклона лопастей ветроколеса β.

Поскольку выражение для закона управления верхнего уровня M_{mx} мы нашли выше, то подставим в первое уравнение (5) $T_m = M_{mx}$. А затем, с учетом этой подстановки, из полученного выражения выразим коэффициент полезности ветра, который обозначим как C_p^*:

$$C_p^* = 0{,}0031 \cdot \lambda(-4{,}0846 \cdot E_q'(t) \cdot \Psi_{t,q}(t) - \\ - 3{,}4748 \cdot \Psi_{t,q}(t) \cdot \Psi_{t,d}(t) - 47{,}3 \cdot \omega(t) + 48{,}3481). \quad (6)$$

Уравнение (6) обеспечивает наиболее эффективный механический момент на валу ветроколеса, необходимый для работы СГ, в том числе и при различных внешних и параметрических возмущениях.

Для нахождения локального закона управления u_2 сервоприводом ветроколеса, осуществляющего изменение угла наклона лопастей ветроколеса β, введем макропеременную:

$$\psi_3 = C_p^* - C_p, \quad (7)$$

удовлетворяющую основному функциональному уравнению:

$$T_3\dot{\psi}_3(t) + \psi_3 = 0. \quad (8)$$

Разрешаем уравнение (8) относительно управления u_2 с учетом выражения ψ_3 (7) и уравнений (5). В результате получим аналитическое выражение для искомого локального закона управления u_2.

На рис. 5-9 показаны результаты моделирования иерархической системы «СГ–ветроколесо» с законами управления E_{fd} и u_2. Параметры системы (5): $R = 2$; $\rho = 1{,}12$; $A = 4$.

На систему действует внешнее возмущение – вариации скорости ветра:

$$V_w = \begin{cases} 12, & t < 200 \\ 10, & t > 400 \\ 11{,}2 & 200 < t < 400 \end{cases} \quad (9)$$

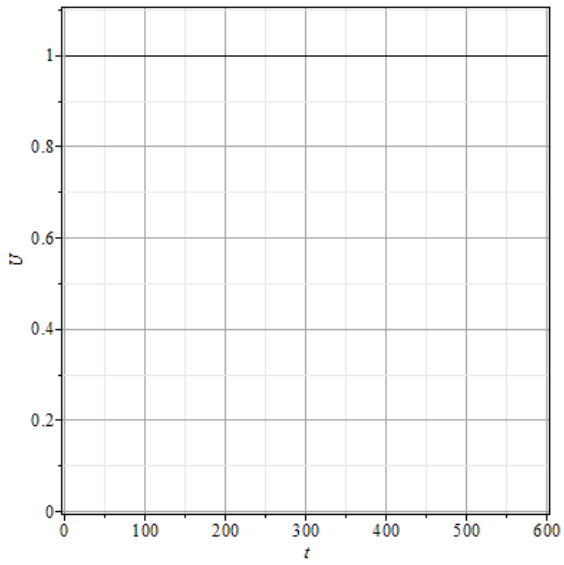


Рис. 5. График изменения напряжение системы $\sqrt{U_d^2 + U_q^2}$

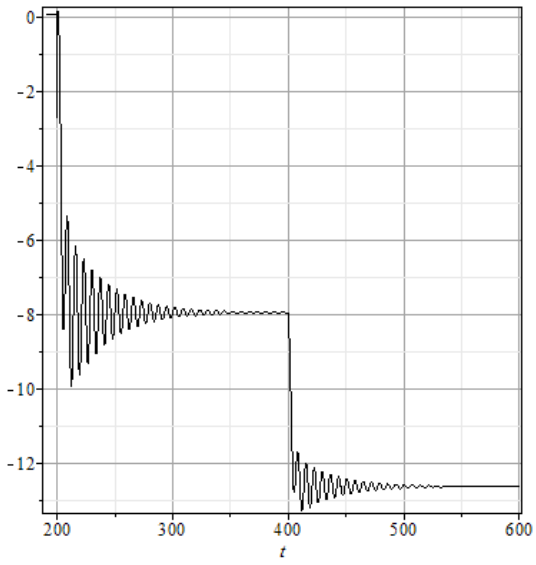


Рис. 6. График изменения механической мощности

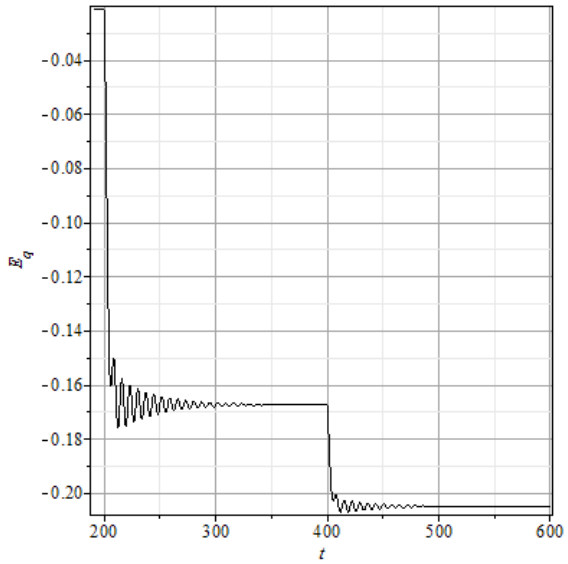


Рис. 7. График изменения ЭДС по оси *q* E'_{q}

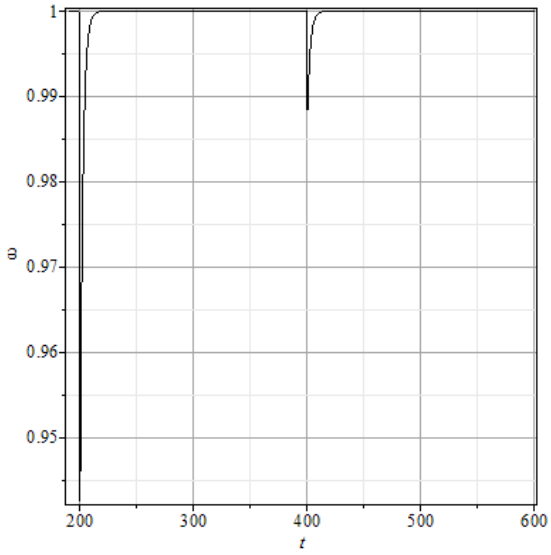


Рис. 8. График изменения угловой скорости ω

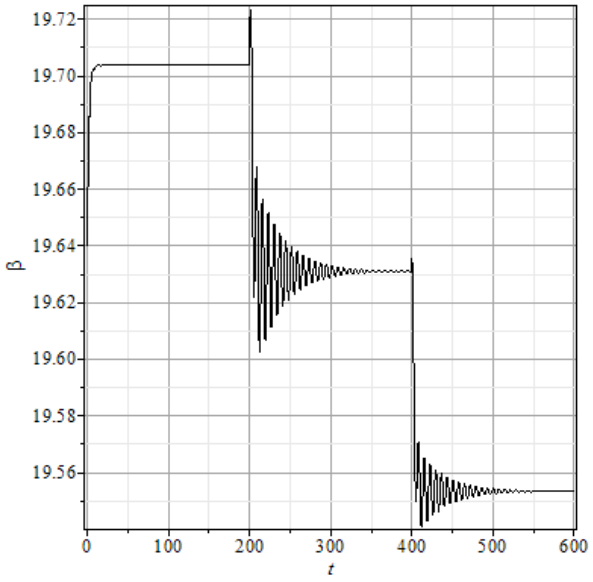


Рис. 9 График изменения угла наклона лопастей β

Как видим из результатов моделирования, полученные синергетические законы управления обеспечивают наши требования (2): выходное напряжение инвариантно к изменению внешнего возмущения (9), а по частоте вращения выдерживается равенство желаемому значению $\omega_0 = 1$.

Резюмирую полученные результаты, можно сказать, что поставленная задача управления решена: используя иерархический подход метода АКАР СТУ, получены нелинейные законы синергетического управления АЭУ с ветроустановкой, обеспечивающие желаемое поведение замкнутой системы.

Литература

1. Бородин И.Ф. Проблемы электроснабжения сельской местности России// Труды 6-й международной научно-технической конференции «Энергообеспечение и энергосбережение в сельском хозяйстве». Ч.1. – М.: ГНУВИЭСХ, 2008.

2. Попель, О. С. Нетрадиционные возобновляемые источники энергии – новый сектор современной энергетики и результаты работ ОИВТ РАН / О.С. Попель //Энергия: экономика, техника, экология. – 2011. – № 6. – С. 2-10. – Окончание. Начало № 2-5
3. Колесников А.А. Синергетическая теория управления. – М.: Энергоатомиздат, 1994.
4. Колесников А.А., Веселов Г.Е., Кузьменко А.А. Новые технологии проектирования современных систем управления процессами генерации электроэнергии. – М.: Издательский дом МЭИ, 2011.
5. Андерсон П.М. Фуад А.А. Управление энергосистемами и устойчивость. – М.: Энергия, 1980.
6. Winkelman J. R., Javid S. H. Control design and performance analysis of a 6 MW wind turbine generator// IEEE Trans. on PAS, May 1983. –Vol. 102. –No. 5. – Pp. 1340–1347.
7. Wasynczuk O., Man D. T., Sullivan J. P. Dynamic behavior of a class of wind turbine generators during random wind fluctuations// IEEE Trans. on PAS, June 1981. – Vol. 100. – No. 6. – Pp. 2837–2845.

УДК.621.316.925

УСТОЙЧИВОСТЬ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ: ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ УСТАНОВКА – ЭНЕРГОСИСТЕМА

А.В. Горин, Н.И. Цыгулёв, Н.А. Тютин
Донской государственный технический университет, г. Ростов н/Д
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)
им. М.И. Платова, г. Новочеркасск

В условиях нарастающего дефицита энергии, угрозы мирового энергетического кризиса и глобальной экологической катастрофы большое значение для перехода к устойчивому развитию России и мирового сообщества имеет альтернативная энергетика, которой уделяется все большее внимание в теории и практике.

Подсчитано, что используя кинетическую энергию ветра с земной поверхности площадью 1 км^2 можно получить в среднем 250-750 кВт мощности и выработать 2,2-6,6 млн. кВт ч энергии в год. При этом со всей территории России теоретически можно получить свыше 18000 млрд. кВт ч электроэнергии в год.

В связи с этим в последнее время наблюдается быстрый рост установленных ветроэнергетических мощностей. Совершенствование ветровых турбин и рост мощностей позволяют ветроэнергетическим установкам (ВЭУ) конкурировать с традиционными источниками энергии. В результате, ВЭУ участвуют в производстве электрической энергии во всём мире, так, например, в Дании уже более 30% электрической энергии вырабатывается с помощью ветроэнергетических установок.

Наиболее часто ветроэлектростанция (ВЭС) состоит из следующих элементов: ветрогенератор переменного тока, выпрямитель, аккумулятор (буфер), инвертор и фильтр низкой частоты. Схема ВЭУ приведена на рис. 1.

Ветроэлектростанции могут работать как в автономном режиме, так и параллельно со стационарной энергосистемой. В работе рассмотрена методика расчёта устойчивости электропередачи ВЭС – энергосистема. При этом предполагается, что мощность ВЭС значительно меньше мощности энергосистемы и на её шинах поддерживается постоянное напряжение $U_c = const$.

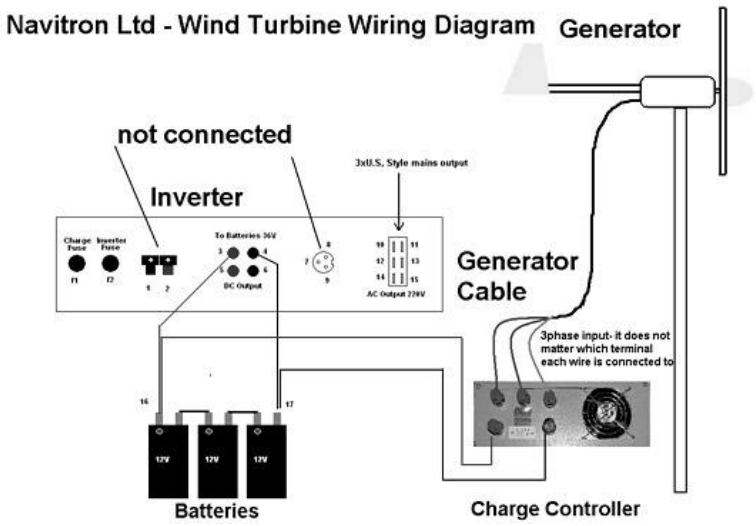


Рис. 1. Электрическая схема ветроэлектростанции

Полюсы передаточной функции фильтра низкой частоты располагаются более чем на порядок ближе, по сравнению с полюсами передаточных функций выпрямителя, аккумулятора и инвертора, поэтому электромагнитными переходными процессами в них можно пренебречь. Переходные процессы ветрогенераторе переменного тока подобны процессам в синхронных машинах, однако при приближённых расчётах их можно также не учитывать, так как между генератором и системой находятся указанные выше устройства.

С учётом, сказанного выше ВЭС может, представлена источником напряжения, ЭДС которого постоянна $\dot{E}_q = const$, а внутреннее сопротивление X_d равно индуктивному сопротивлению фильтра низкой частоты. В этом случае расчёт статической устойчивости производится также, как для промышленной электростанции с отключённым АРВ. Также можно пренебречь активными сопротивлениями цепи. Следовательно, статическая устойчивость электропередачи может быть найдена с помощью выражения

$$P_0 = \frac{E_q U_c}{X_{d\Sigma}} \sin\delta,$$

где $X_{d\Sigma} = X_d + X_T + X_L$ – полное сопротивление цепи.

Здесь X_T – сопротивление повышающего трансформатора, X_L – сопротивление линии связи ВЭС с системой, E_q – ЭДС станции.

ЭДС станции:

$$\dot{E}_q = U_c + \frac{Q_1 X_{d\Sigma}}{U_c} + j\frac{P_1 X_{d\Sigma}}{U_c},$$

где P_1, Q_1 – активная и реактивная мощности, передаваемые в систему.

Запас статической устойчивости определяется с помощью выражения

$$K = \frac{P_{\max} - P_0}{P_0} 100\%,$$

где $P_{\max}$ – «идеальный» предел мощности электрической системы

$$P_{\max} = \frac{E_q U_c}{X_{d\Sigma}}.$$

Запас устойчивости электропередачи, связывающей станцию с шинами энергосистемы, должен быть не менее 20% в нормальном режиме и 8% в кратковременном послеаварийном.

В энергосистемах однофазные КЗ являются наиболее частыми и составляют до 70% от общего числа КЗ. Большинство однофазных КЗ возникают вследствие атмосферных перенапряжений. Атмосферные перенапряжения вызывают перекрытие гирлянды изоляторов. Возникшая при этом дуга устойчиво горит при рабочем напряжении. Для того, чтобы дуга погасла, необходимо снять рабочее напряжение с линии или только с повреждённой фазы линии. Через некоторое время (время деионизации разрядного промежутка) на линию может быть вновь подано рабочее напряжение и, если не произошло повреждение изоляторов, будут восстановлены нормальные условия работы.

Поэтому представляется наиболее важным проверка динамической устойчивости электропередачи при однофазном КЗ и неполнофазном режиме, возникающим при отключении повреждённой фазы с помощью выключателя с пофазным управлением, до включения фазы с помощью ОАПВ.

Для расчёта динамической устойчивости необходимо решить нелинейное дифференциальное уравнение

$$\frac{T_И}{\omega_0}\frac{d^2\delta}{dt^2} = P_И - P_m, \qquad (1)$$

где $P_И$ – мощность инвертора; $T_И$ – постоянная времени инвертора; $P_m = E'_q U_c y_{12}^I$ – мощность, передаваемая станцией в нормальном режиме; в нормальном режиме $y_{12}^I = \frac{1}{X_{d\Sigma}}$, δ – угол между векторами $\dot{E}_q$ и $\dot{U}_c$, и получить зависимость $\delta(t)$.

При возникновении однофазного КЗ состояние сети меняется, и, следовательно, изменяется величина y_{12}. Сопротивление цепи при однофазном замыкании

$$X_{12}^{II} = X_d + X_T + X_L + \frac{(X_d + X_T)X_L}{X_\Delta^{(1)}},\ y_{12}^{II} = \frac{1}{X_{12}^{II}},$$

где $X_\Delta^{(1)} = X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}$ – сопротивление шунта в месте КЗ при однофазном повреждении.

Мощность, передаваемая в аварийном режиме $P_m^{II} = E'_q U_c y_{12}^{II}$.

Дальнейшее решение уравнения (1) производится с учётом, что $P_m = P_m^{II}$.

После отключения повреждённой фазы состояние сети вновь меняется, и величина y_{12} становится равной

$$y_{12}^{III} = \frac{1}{X_d + X_T + X_L + \dfrac{X_{2\Sigma} X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}}.$$

Далее решение уравнения (1) производится с учётом, что $P_m = P_m^{III}$.

Численное решение уравнения (1) достаточно выполнить с помощью метода последовательных интервалов, который обеспечивает погрешность расчёта менее 10%.

Вывод. Электропередача является устойчивой, если величина δ с течением времени начинает уменьшаться.

УДК 621.316.925

СТАБИЛИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ ИНВЕРТОРА ГЕНЕРАТОРА ВЕТРОВОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ

Р.А. Пасиков, В.Р. Проус, Н.А. Тютин
Донской государственный технический университет, г. Ростов н/Д,
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)
имнеи М.И. Платова, г. Новочеркасск

Одними из возобновляемых источников энергии являются ветровые электростанции (ВЭС), оптимизация конструкции и режимов работы которых является достаточно сложной прикладной научной задачей. Скорость ветра является изменяющейся величиной, зависящей от многих часто непредсказуемых факторов в ограниченном временном промежутке. При этом система управления ВЭС должна компенсировать как скорость ветра, так и изменение нагрузки с учетом обеспечения безопасности в условиях бесперебойной работы. В настоящее время находят применение ВЭС с однофазными малооборотными ветрогенераторами на постоянных магнитах, как наиболее дешевые в ценовом отношении.

Ветрогенераторы (ВГ) работают в сочетании с аккумуляторной батареей (АБ), критичной к режиму перезарядки. Если такой режим вовремя не предотвратить, то происходит вскипание электролита АБ, что может сопровождаться рядом негативных явлений. В зависимости от заряженности один и тот же ток для АБ может быть и приемлемым и вредным. В последнем случае предусматривают своевременное включение нагрузочных сопротивлений «балластов», в качестве которых могут служить, например, ТЭН-ы для нагрева воды, лампы накаливания и др. С учетом этого система управления ВЭС должна быть устойчивой, т.е. адаптированной к изменяющимся внешним воздействиям и внутренним нагрузочным режимам.

Основные задачи по реализации автоматической системы управления следующие. При мощности ветрового колеса (ветряка) ниже потребности АБ в зарядном токе необходимо понижать напряжение ВГ, чтобы исключить его перегруз и в пределе остановку. При мощности ветряка выше потребности в зарядном токе необходимо шунтировать АБ балластом, чтобы не допустить вскипание электролита. При этом имеется общее ограничение по превышению мощности, не соблюдение

которого приводит к перегоранию обмоток ВГ при отсутствии соответствующей максимальной токовой защиты.

С учетом вышеизложенного для реализации автоматической схемы управления ВЭС представляется необходимым иметь импульсный преобразователь с широтно-импульсной модуляцией (ШИМ), контролирующий напряжение на выходе ВГ и ток АБ в сочетании с балластом, информация о которых используется для управления скважностью работы управляемых силовых ключей. Сложность задачи заключается в необходимости иметь динамический диапазон регулирования выходных тока и напряжения преобразователя в зависимости от изменяющейся мощности ВГ в широких пределах, соответствующих изменению силы ветра практически от нуля до максимума для данной местности. На малых оборотах ВГ вся мощность должна идти в нагрузку, а при больших оборотах к АБ должен подключаться балласт. В случае если АБ заряжена, то балласт должен подключаться в любом случае. Режимы по току суммарной нагрузки (АБ плюс балласт) должны задаваться табличными константами, хранящимся в ПЗУ микропроцессорной системы управления. Последняя, таким образом, должна управлять балластом по току с учетом заряженности АБ. Следует отметить, если ВЭС связана с сетью переменного тока посредством обратимого машинного или статического преобразователя, то «излишки» мощности перекачиваются в эту сеть и необходимость в балласте отпадает.

Режим стабилизации тока или напряжения в импульсных преобразователях с ШИМ достаточно эффективно обеспечивается при известной нагрузке и известных не очень широких пределах её отклонения от номинального значения. Например, общий диапазон регулирования выходного напряжения источника вторичного электропитания (ИВЭ) обычно не превышает 10 % вверх и 20÷30 % вниз от номинального значения напряжения. Этим диапазоном часто определяются границы устойчивой работы ИВЭ [1]. Задача усложняется, если диапазон регулирования выходной величины расширяется. При этом на первое место ставится проблема обеспечения режима стабилизации на границах диапазона регулирования. В предельном случае границы диапазона регулирования могут определяться режимами близкими к холостому ходу и короткому замыканию цепи нагрузки.

Рассмотрим работу двухтактного мостового инвертора на примере импульсного стабилизатора тока. Максимальная мощность, которая может быть передана в нагрузку, определяется максимальным током через ключевой элемент. Превышение этого тока возможно при токах, приближающихся к току КЗ цепи нагрузки. Если максимальному току через ключевой элемент одного плеча соответствует минимальное значение коэффициента заполнения управляющих импульсов

$\gamma_1 = t_u / T$, где t_u – длительность проводящего состояния ключа; T – период следования управляющих импульсов, то дальнейшее увеличение тока нагрузки может привести к потере устойчивости инвертора. В режиме КЗ нагрузки ток ограничивается только сопротивлением выходной цепи инвертора и, если ключевые транзисторы были выбраны без учета этого режима, то «спасти» инвертор от разрушения может только быстродействующая защита от КЗ цепи нагрузки.

Увеличение сопротивления нагрузки должно сопровождаться соответствующим увеличением времени проводящего состояния ключей инвертора. Однако этот процесс может продолжаться до значений $\gamma_1 \leq (40 \div 45)\%$ для одного плеча.

Дальнейшее увеличение сопротивления нагрузки выведет инвертор из режима стабилизации.

Обеспечить стабилизацию тока в граничных режимах диапазона регулирования без потери устойчивости инвертора можно, если одновременно с ШИМ управлением ключами инвертора регулировать напряжение питания $E_п$ на его входе, т.е. выходное напряжение ВГ. Причем в первом из рассмотренных случаев необходимо синхронно снижать $E_п$, не допуская чрезмерного сужения управляющих импульсов, а во втором случае необходимо поднимать $E_п$, поддерживая граничное значение $\gamma_1 \leq 45\%$. Возможность регулирования выходного тока $I_н$ изменением коэффициента заполнения управляющих импульсов с одновременным изменением входного напряжения инвертора следует из выражений:

$I_н = \frac{E_п n \gamma}{R_н}$ – для мостового преобразователя; $I_н = \frac{E_п n \gamma}{2R_н}$ – для полумостового преобразователя, где $R_н$ – сопротивление нагрузки; n – коэффициент трансформации выходного трансформатора инвертора.

Функциональная схема импульсного стабилизатора тока, позволяющая осуществить указанное регулирование, приведена на рис. 1 [2]. Транзисторные ключи VT1 и VT2 двухтактного полумостового инвертора управляются с помощью ШИМ схемы управления СУ1, на вход которой подключена цепи обратной связи (ОС) по току нагрузки и скорости оборотов вала ВГ. Для обеспечения гальванической развязки сигналы управления подводятся к затворам транзисторов через разделительные импульсные трансформаторы ТИ1 и ТИ2.

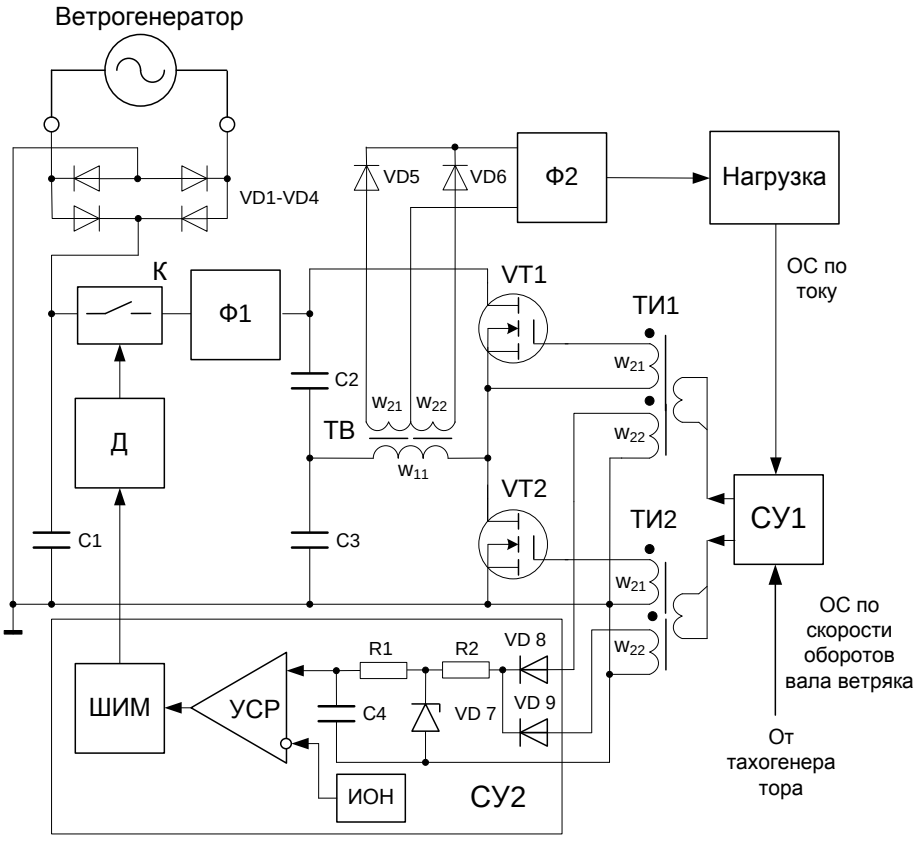


Рис. 1. Функциональная схема адаптивного импульсного стабилизатора

Силовой ключ К, включенный на выходе выпрямительного моста, драйвер Д и входной фильтр Ф1 являются элементами схемы регулятора напряжения на входе инвертора. Ключ К управляется с помощью ШИМ схемы управления СУ2, включающей также дизъюнктор, преобразователь длительности импульсов в напряжение, усилитель сигнала рассогласования (УСР) и источник опорного напряжения (ИОН). Дизъюнктор реализован на двух диодах, аноды каждого из которых подключены к незаземленным выводам вторичных обмоток W_{22} импульсных трансформаторов ТИ1 и ТИ2 (см. рис. 1). Преобразователь длительности импульсов в напряжение реализован на ограничителе R2,VD7 и интегрирующей цепи R1,C4. С учетом этого одни и те же импульсы, скважность которых определяется величиной тока нагрузки, являются исходными для управления транзисторными ключами VT1 и VT2 и силового ключа К. Однако сигналы рассогласования в обеих цепях регулирования определяются разными уровнями (уставками) источников опорного напряжения. Уставка ИОН схемы управления СУ1 выбирается исходя из обеспечения режима стабилизации во всех точках шкалы регулирования тока нагрузки с учетом того, что возможный диапазон изменения коэффициента заполнения в цепи первичной обмотки выходного трансформатора ТВ инвертора $\gamma_1 \leq (80 \div 90)\%$. Уставка ИОН схемы управления СУ2 выбирается исходя из обеспечения устойчивости инвертора с учетом того, что диапазон работы регулятора напряжения на базе ключа К определяется коэффициентом заполнения γ_2 от 0 до 100%. Для того, чтобы имелся запас по регулированию значение заданного γ_2 целесообразно выбирать в пределах (65÷75)%.

Входной регулятор напряжения может быть выполнен по схеме, приведенной на рис. 2, допускающей изменение коэффициента заполнения γ_2 от 0 до почти 100 % и работу без сглаживающего конденсатора на выходе [3].

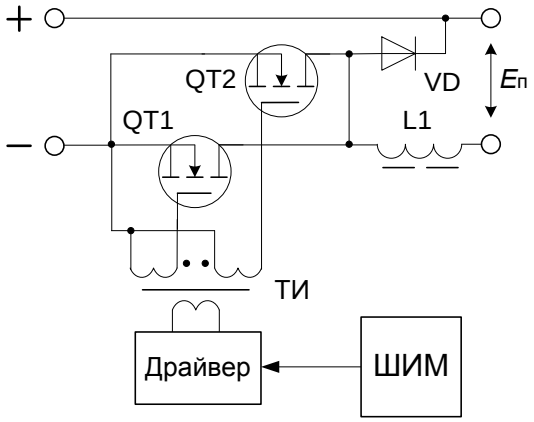


Рис. 2. Схема регулятора входного напряжения инвертора

Сигналы с модулируемой шириной импульса подаются на транзисторы QT1 и QT2, которые находятся в проводящем состоянии в противоположные тактовые полупериоды. Ключи QT1 и QT2 включены в отрицательную шину. Поэтому пики напряжения переключения не влияют на схему управления.

Последовательность импульсов на индуктивности *L* имеет удвоенную рабочую частоту и коммутируется диодом VD. Использование двух МОП транзисторов позволяет иметь два отдельных пути отвода тепла для рассеивания мощности,

уменьшает затраты на транзисторы, упрощает конструкцию силовой части регулятора и схему драйвера.

В заключении можно отметить, что в рассмотренном импульсном преобразователе выходная мощность ВГ адаптирована к изменению скорости ветра и тока АБ, за счет введения соответствующих ОС. Регулировка производится в зависимости от отклонения скважности импульсов управления силовыми ключами с различными уставками ИОН по току нагрузки и входному напряжению инвертора.

Литература

1. Эраносян С.А. Сетевые источники питания с высокочастотными преобразователями. – Л.: Энергоатомиздат, 1991. – 176 с.
2. Пат. 2215360 РФ. М. кл. H02M 7/00. Способ регулирования выходного тока импульсного стабилизирующего преобразователя и устройство для его реализации. / В.Р. Проус, Н.Д. Зиновьев. – Заявл. 23.01.2002; Опубл. 27.10.2003 Бюл. № 30.
3. Силовые полупроводниковые приборы. International Rectifier. Книга по применению. Пер. с англ. под ред. В.В. Токарева. – Воронеж: Изд. ТОО МП «Элист». – 1995. – 661 с.

УДК 621.311

СТРАТЕГИЯ ПОТРЕБИТЕЛЯ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ЗАЯВОК НА РЫНКЕ НА СУТКИ ВПЕРЕД

О.И. Вдовина, И.В. Карпов, В.П. Обоскалов, Т.Ю. Паниковская
Уральский федеральный университет
им. первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург

Предложен математический аппарат построения ценовой заявки в условиях вероятностной определенности цены электроэнергии на рынке на сутки вперед (РСВ). Приведены основные закономерности, присущие оптимальным заявкам потребителей. Показана специфика формирования заявок потребителей для разных моделей.

Модель 1. «Единый покупатель». Нагрузка N имеет вероятностный характер. В результате неизбежно отклонение $\Delta N = N - x$ реализации мощности нагрузки от заявленной на РСВ мощности x. Отклонение ΔN компенсируется на балансирующем рынке (БР). При этом цена π электроэнергии (ЭЭ) на БР, как правило, отлична от цены p на РСВ. В общем случае надбавка цены БР зависит от глубины отклонения нагрузки и характеризуется функцией $\varphi(N-x)$, новая цена ЭЭ $\pi = p + \varphi(N-x)$. Платежи ψ потребителя могут быть представлены в виде суммы платежей на РСВ и БР: $\psi(N,x) = px + (N-x)\left[p + \varphi(N-x)\right]$.

Появляется задача оптимизации заявки согласно критерию минимальных ожидаемых платежей: $\min\limits_{x} E\left\{px + (N-x)\left[p + \varphi(N-x)\right]\right\}$, где $E(.)$ – математическое ожидание (МО) заключенной в скобки величины.

В частности, при линейности функции ценовой надбавки на БР (штраф за превышение и премия за снижение электропотребления) $\varphi(N-x) = \alpha(N-x)$, математическое ожидание будет равно:

$$E\left\{\psi(N,x)\right\} = E\left\{px + p(N-x) + \alpha(N-x)^2\right\} = \alpha\left(m^2 + \sigma^2 - 2mx + x^2\right),$$

где m, σ^2 – МО и дисперсия нагрузки. Критерию оптимальности соответствует условие $\frac{d}{dx}E(\psi) = 2\alpha(m-x) = 0$. Следовательно, оптимальная заявляемая мощность равна МО нагрузки $x^* = m$.

Полученный вывод о равенстве заявки МО нагрузки обобщается на случай, когда $\varphi(\nu)$ является нечетной функцией, $g(y) = y\varphi(y)$ выпуклой и всюду дифференцируемой функцией, а плотность распределения вероятности нагрузки $f(x)$

симметрична относительно МО. При этих условиях $x^* = m$. Действительно, МО целевой функции

$$E\{\psi(N,x)\} = E\{pN + g(N-x)\} = \int_{-\infty}^{\infty} [pz + g(z-x)] f(z)dz,$$

где $f(z)$ – плотность распределения вероятности нагрузки.

Производная

$$\frac{d}{dx} E\{\psi(N,x)\} = \int_{-\infty}^{\infty} -g'(z-x) f(z)dz = \int_{-\infty}^{\infty} -g'(m+s-x) f(s+m)ds,$$

где выполнена замена переменной $z = s + m$ в точке $x = m$ имеет вид:

$$E'\{\psi(N,m)\} = \int_{-\infty}^{0} -g'(s) f(s+m)ds - \int_{0}^{\infty} g'(s) f(s+m)ds. \quad (1)$$

Выполним преобразования первого интеграла, используя свойства входящих в него функций. Поскольку $\varphi(y)$ – нечетная функция, то $g(y) = y\varphi(y)$ – четная, а $g'(y)$ – нечетная функции. В силу симметрии $f(m+s) = f(m-s)$, тогда можно выполнить замену переменной $s = -s$ и замену пределов интегрирования

$$\int_{-\infty}^{0} -g'(s) f(s+m)ds = -\int_{-\infty}^{0} -g'(-s) f(-s+m)ds = \int_{0}^{\infty} g'(s) f(s+m)ds,$$

то есть первый интеграл в (1) равен второму, а производная целевой функции в точке $x = m$ равна нулю. Таким образом, точка $x = m$ удовлетворяет условиям экстремума. В данной точке вторая производная

$$\frac{d^2}{dx^2} E\{\psi(N,x)\} = \int_{-\infty}^{\infty} g''(z-x) f(z)dz > 0$$

в силу выпуклости и дифференцируемости функции $g(y)$ В результате точка $x = m$ является точкой минимума целевой функции, что и требовалось доказать.

Модель 2. Стратегия потребителя при известной ценовой характеристике Производителя. Индивидуальные заявки производителей $G_i(p)$ определяют суммарную заявку $G(p) = \sum G_i(p)$. Обратная функция $\pi(G) = G^{-1}(p)$ определяет зависимость рыночной цены от мощности генерации. Равновесная цена определяется точкой пересечения ценовых характеристик спроса и предложения. Зная характеристики $G(p)$ или $\pi(G)$ потребителю нетрудно получить рыночную цену, соответствующую его заявке x. Выбрав оптимальную заявку x^* потребитель может сконструировать и представить на РСВ невозрастающую характеристику спроса, проходящую через точку $(x^*, \pi(x^*))$.

Ранее было упомянуто, что цена электроэнергии на БР может отличаться от $\pi(N)$. По аналогии с предыдущими математическими построениями будем считать, что мощности N на БР соответствует цена $\pi(x) + (N-x)\varphi(N-x)$. В этом

случае при заявке x и реальной мощности электропотребления N платежи потребителя составят

$$\psi(N,x)=\pi(x)x+(N-x)\left[\pi(x)+\varphi(N-x)\right]=N\pi(x)+g(N-x),$$

где $g(N-x)=(N-x)\varphi(N-x)$.

Оптимизационная задача имеет вид: $\min\limits_{x} E\left\{N\pi(x)+g(N-x)\right\}$, оптимальная заявка x^* определяется как $\dfrac{d}{dx}E\left\{N\pi(x)+g(N-x)\right\}=0.$

В частности, при линейности характеристики $\varphi(N-x)=\alpha(N-x)$, $g(N-x)=\alpha(N-x)^2$ получим

$$\frac{d}{dx}E\left\{N\pi(x)+\alpha(N-x)^2\right\}=m\pi'(x)+\frac{d}{dx}\left\{\alpha\left(m^2+\sigma^2-2mx+x^2\right)\right\}=$$
$$=m\pi'(x)-2\alpha(m-x)=0.$$

Отсюда оптимальная заявка.

$$x^*=m\left(1-\pi'(x)/2\alpha\right) \qquad (2)$$

При линейности характеристики $\pi(x)=a+bx$, $x^*=m(1-b/2\alpha)$.

Таким образом, потребителю экономически эффективно представлять на РСВ такую заявку, которая приводит к узловой цене, меньше, чем цена, соответствующая МО нагрузки.

Модель 3. Сообщество независимых потребителей. Цена на БР определяется общей нагрузкой. Цена электроэнергии для потребителей с суммарной заявкой $x=\sum x_i$ и реальной мощностью $N=\sum N_i$ определяется ценовой характеристикой Производителя на РСВ $\pi(x)$ и надбавкой к цене $\varphi(N-x)$,

$$\pi(N)=\pi(x)+\varphi(N-x)=\pi(x)+\varphi\left(\sum N_i-x_i\right).$$

Суммарные платежи составят

$$\psi=\sum\psi_i=x\pi(x)+(N-x)\left[\pi(x)+\varphi(N-x)\right]=N\pi(x)+(N-x)\varphi(N-x),$$

математическое ожидание суммарных платежей

$$E(\psi)=\sum E(\psi_i)=\pi(x)\sum m_i+E\left\{(N-x)\varphi(N-x)\right\}.$$

При линейности характеристики надбавки к цене

$$\varphi(N-x)=\alpha(N-x)=\alpha\sum(N_i-x_i),$$

МО суммарных платежей

$$E(\psi)=\pi(x)\sum m_i+E\left\{\sum\sum(N_i-x_i)\alpha\left(N_j-x_j\right)\right\}=$$
$$=\pi(x)m+\alpha\left\{\sum_{i=1}^{n}\left[\operatorname{cov}(N_iN)+m_im-x_im-m_ix+x_ix\right]\right\}.$$

Принимая во внимание, что $E(\psi)=\sum E(\psi_i)$, получим

$$E\{\Psi_i\} = \pi(x)m_i + \alpha\left[\operatorname{cov}(N_i N) + m_i m - x_i m - m_i x + x_i x\right].$$

В точке экстремума $\dfrac{\partial}{\partial x_i} E\{\Psi_i\} = \pi'(x)m_i + \alpha\left[x + x_i - m - m_i\right] = 0.$

Следовательно, оптимальная заявка имеет вид:

$$x_i^* = m_i + m - x - \pi'(x)m_i/\alpha. \qquad (3)$$

При выборе оптимальной стратегии всеми потребителями можно получить ожидаемую оптимальную суммарную заявку потребителей. Суммируя (3), получим $x^* = \sum_{i=1}^{n} x_i^* = m + nm - nx - \pi'(x)m/\alpha.$

Следовательно $x^* = m\left[1 - \pi'(x)/(\alpha(n+1))\right]$, то есть объединенная заявка потребителей имеет тенденцию быть меньше МО нагрузки.

В результате $x_i^* = m_i - \left(\pi'(x)/\alpha\right)\left[m_i - m/(n+1)\right]$. В частном случае при $n = 1;\ x_i^* = m_i - \dfrac{\pi'(x)}{\alpha}\left[m_i - \dfrac{m}{(n+1)}\right];\ m_i = m_1 = m;,\ x = m\left(1 - \dfrac{\pi'(x)}{2\alpha}\right)$, что соответствует (2), как это и ожидалось.

Поскольку $\alpha \geq 0$ и $\pi''(x) \geq 0$ в силу допущения о выпуклости функции $\pi(x)$, вторая производная в точке оптимума положительна

$$\frac{\partial^2}{\partial x_i^2} E\{\Psi_i\} = \pi''(x)m_i + 2\alpha \geq 0,$$

Следовательно, точка оптимума является искомой точкой минимума целевой функции.

При линейной аппроксимации функции $\pi(x) = a + bx$ оптимальная заявка потребителя *i* будет имеет вид: $x_i^* = m_i - (b/\alpha)\left[m_i - m/(n+1)\right].$

Выводы.

1. Если функция $\varphi(y)$ платежей на БР за отклонение электропотребления от заявленной величины является нечетной, $y\varphi(y)$ – выпуклой и дифференцируемой, а плотность распределения вероятности нагрузки $f(x)$ симметрична относительно МО, то оптимальной заявкой единого покупателя электроэнергии является математическое ожидание нагрузки.

2. При учете конфигурации ценовой характеристики производителя потребителю экономически эффективно представлять на РСВ такую заявку, которая приводит к узловой цене, меньшей той, что соответствует МО нагрузки.

3. В случае, когда нагрузка представлена некоторым сообществом потребителей, самостоятельно выставляющих свои ценовые заявки и придерживающихся оптимальной стратегии, результирующая заявка потребителей имеет тенденцию быть меньше МО нагрузки.

УДК 621.316.17

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ В ОБЛАСТИ ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

В.М. Дашков, В.Е. Семин
Самарский государственный технический университет

Основным документом, который выдается по результатам аудита, является энергопаспорт. В свою очередь в паспорте должны указываться мероприятия по энергосбережению для конкретного объекта. Опыт показывает, что в зависимости от исследуемого объекта некоторые рекомендуемые мероприятия могут оказаться неэффективными. На основе анализа результатов обследований электрической части ряда предприятий и объектов бюджетной сферы, которые проводились в рамках энергетических обследований, можно сформулировать некоторые особенности и проблемы выбора мероприятий по экономии электроэнергии.

Во многих директивных документах, научной литературе и в перечне типовых мероприятий (реестрах) по экономии электроэнергии рекомендуется в характерных точках систем электроснабжения поддерживать напряжение близким к номинальному [1,2]. Указанное мероприятие в сетях 0,4 кВ большинства объектов бюджетной сферы (школа, высшие учебные учреждения и т.п.) не приводит к существенной экономии электроэнергии. Об этом свидетельствует анализ суточных графиков потребления электроэнергии многих объектов. На рис. 1 приведён график нагрузки, а на рис. 2 график отклонения напряжения для рабочих суток одного из зданий высшего учебного заведения г. Самары.

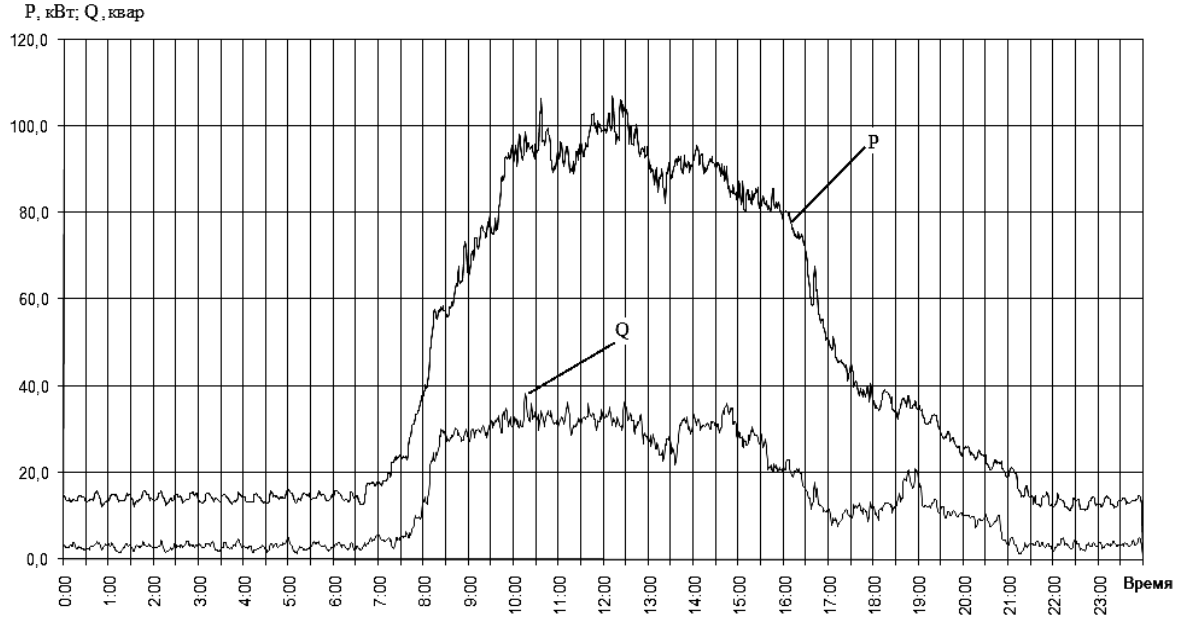


Рис. 1. Активная и реактивная нагрузки учебного корпуса А

Основными потребителями электроэнергии на рассматриваемом объекте являются лабораторное оборудование, персональные компьютеры, осветительные приборы, бытовые холодильники и т.п.

Применение стабилизаторов и ограничителей напряжения в электрических сетях 0,4 кВ таких характерных объектов не всегда технически возможно, так как сети системы освещения и силовой нагрузки подключены к одному защитному аппарату. Даже если приобрести и установить стабилизатор напряжения, то его эффективность окажется низкой, из-за очень малой величины нагрузки в периоды с 0^{00} – 7^{00} и с 17^{00} до 24^{00}, когда фактическое напряжение на зажимах источников света выше номинального.

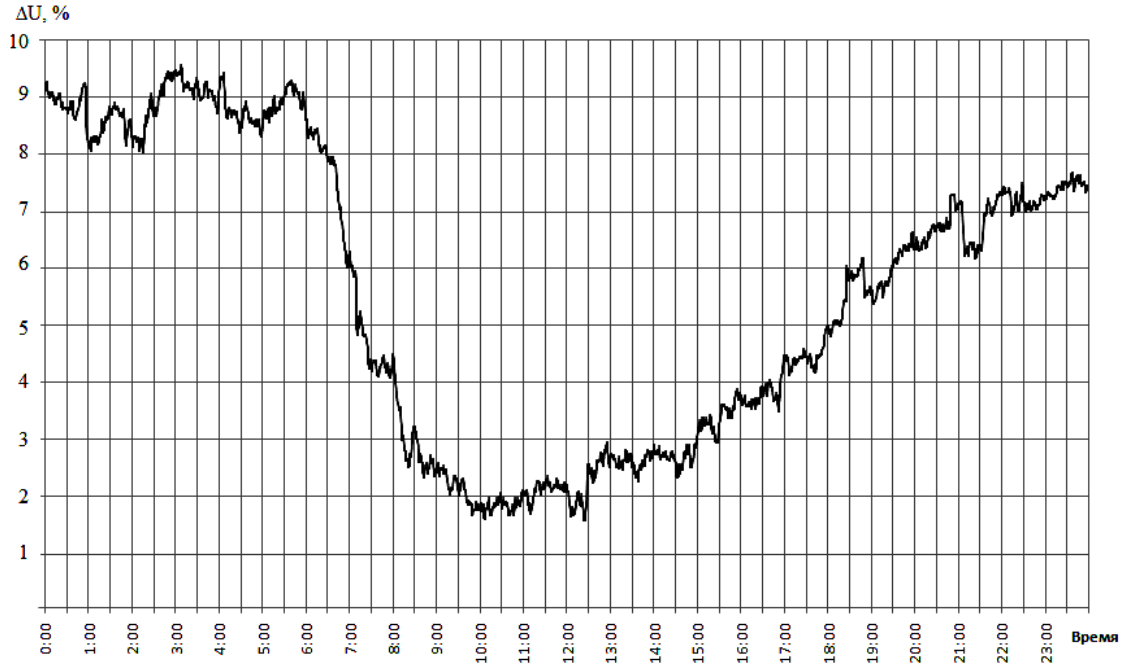


Рис. 2. Отклонение напряжения у потребителей учебного корпуса А

Поддержание величины напряжения на уровне номинального напряжения за счет изменения коэффициента трансформации силового трансформатора 6-10/0,4 кВ, то есть за счет переключения устройств ПБВ не всегда возможно, так как во многих случаях от одной трансформаторной подстанции (ТП) получают электроэнергию потребители, находящиеся на разной удалённости от неё.

В работе [1] указывается еще один способ экономии электроэнергии – замена недогруженных силовых трансформаторов (СТ) трансформаторами меньшей мощности. Действительно, фактический коэффициент загрузки трансформаторов, находящихся на балансе объектов бюджетной сферы, ниже рекомендуемого ПУЭ и другими нормативными документами. Это ведёт к увеличению потерь электроэнергии. Например, на одной из ТП учебного заведения г. Самары коэффициент загрузки составляет 0,27.

Расчёты показывают, что при замене СТ мощностью 1000 кВА на трансформатор мощностью 630 кВА при сочетании ряда факторов потери электроэнергии в трансформаторе малой мощности могут превышать потери в недогруженном трансформаторе.

Анализ результатов расчетов показывает, что экономия электроэнергии при замене недогруженных СТ 6–10/0,4 кВ значительно уменьшается при увеличении времени максимальных потерь. Наиболее эффективным будет вариант замены

недогруженного трансформатора 1000 кВА при коэффициенте загрузки $К_з$<0,3 и при времени максимальных потерь τ<3000 ч.

Другим мероприятием, который рекомендуется многими авторами и нормативными документами, является применение компенсирующих устройств (КУ) [1,3]. В [3] отмечается, что наиболее целесообразно устанавливать компенсирующие устройства в сетях до 1000 В.

В табл. 1 приведены результаты расчетов для системы электроснабжения объекта, состоящей из трансформатора ТМЗ 400-10/0,4 и кабеля питающего этот трансформатор ААБ-3х120 протяжённостью 1,1 км, а так же для системы, состоящей из трансформатора ТМЗ 1600-10/0,4 и кабеля питающего этот трансформатор протяжённостью 500 м до и после установки КУ, при одинаковых коэффициентах загрузки $К_з$=0,6.

Таблица 1

Расчет эффективности применения компенсирующих устройств

Показатели	Тип трансформатора			
	ТМЗ 400-10/0,4		ТМЗ 1600-10/0,4	
	до установки КУ	после установки КУ	до установки КУ	после установки КУ
Полная мощность нагрузки S, кВА	250	179,72	960	717.092
cosφ	0,68	0,946	0,69	0,948
Реактивная мощность нагрузки Q, квар	183,303	58,303	677	277
Потери активной мощности в СТ $\Delta P_{тр}$, кВт	2,148	1,11	6,48	3,616
Потери реактивной мощности в СТ $\Delta Q_{тр}$, квар	7,031	3,634	31,68	17,676
Полная мощность, передаваемая по кабелю $S_{кл}$, кВА	263,88	186,61	1019,65	744,43
Потери активной мощности в силовом кабеле $\Delta P_{кл}$, кВт	0,2	0,099	1,014	0,544
Потери электроэнергии в силовом кабеле за год $\Delta W_{кл}$, кВт·ч	539,7	275,7	2737	1459
Потери электроэнергии в СТ за год ΔWтр, кВт·ч	10340	5283	60580	32290
Суммарные потери электроэнергии в системе ΔW, кВт·ч	23580	18260	92220	62660
Экономия электроэнергии Wэ, кВт·ч	5322		29570	
Стоимость сэкономленной электроэнергии Сэ, руб	26608		147850	
Стоимость КУ, руб	80800		242400	
Окупаемость мероприятия, год	2,963		1,64	

Расчёты выполнены с использованием аналитических выражений, приведённых в [3], для определения потерь мощности и электроэнергии в силовых кабелях и силовых трансформаторах.

Анализ данных табл. 1 показывает, что наиболее целесообразно для экономии электроэнергии применять компенсирующие устройства в системах с трансформаторами большей мощности.

Следует отметить, что для многих объектов (особенно бюджетной сферы) установка КУ приводит к экономии электроэнергии только в сетях поставщика электроэнергии, так как в большинстве случаев сеть 6-10 кВ и СТ находятся на балансе энергоснабжающей организации.

Выводы.

1. Применение стабилизаторов напряжения и ограничителей напряжения неэффективно для подавляющего большинства объектов бюджетной сферы ввиду характерного графика нагрузки, а обеспечения рационального значения напряжения с помощью устройств ПБВ для всех потребителей не всегда возможно.

2. При решении вопроса о замене недогруженных трансформаторов трансформатором меньшей мощности необходим обязательный учёт времени максимальных потерь для конкретного объекта.

3. Срок окупаемости компенсирующих устройств в сетях с напряжением до 1000 В уменьшается с ростом потребления реактивной мощности.

Литература

1. Гольдштейн В. Г. Кубарьков Ю.П. Молочников Е.А. Халилов Ф.Х. Снижение потерь электроэнергии в системах электроснабжения в свете пересмотра нормативов, инструкций и методик по их расчёту и обоснованию // Электроэнергетика глазами молодежи: научные труды третьей международной научно-технической конференции: сборник статей. В 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. Т. 2. – С. 373-378.
2. Кунгс Я.А. Автоматизация управления электрическим освещением. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 112 с.
3. Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 280 с.

УДК 621.311.42

ОБ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАМЕНЫ МАЛОЗАГРУЖЕННЫХ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В.М. Дашков

Самарский государственный технический университет

При проектировании систем электроснабжения различных объектов выбор мощности силовых трансформаторов часто производится исходя из категории электроприёмников в отношении обеспечения надёжности электроснабжения [2]. Например, при преобладании потребителей II-ой категории для однотрансформаторных подстанций в случае взаимного резервирования трансформаторов на низшем напряжении рекомендуется принимать коэффициент загрузки трансформаторов 6 – 10/0,4 кВ равным 0,7 – 0,8.

В последние годы из-за различных обстоятельств фактическая нагрузка, создаваемая потребителями электрической энергии, подключенными к силовым трансформаторам, оказалось ниже той исходя, из которой выбиралась мощность трансформатора.

Основное условие выбора мощности силового трансформатора (СТ) [2]

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{S_{РАСЧ}}{K_З},$$

где $S_{НОМ.Т}$ – номинальная мощность СТ, к ВА (подбирается из специальных справочников); $S_{РАСЧ}$ – расчетная электрическая нагрузка, подключенная к СТ, кВА (определяется с помощью различных методов); $K_З$ – коэффициент загрузки трансформаторов (определяется категорией потребителей по степени надежности электроснабжения).

Анализ графиков нагрузок и величины коэффициента загрузки $K_З$ трансформаторов полученных по результатам многих энергетических обследований, свидетельствует о значительной недогрузке большинства СТ.

Фактический $K_З$ трансформаторов определяется по формуле:

$$K_{З.факт} = \frac{S_{СР.М}}{S_{НОМ.Т}},$$

где $S_{СР.М} = \frac{\int_0^{24} S(t)\partial t}{24}$ – средняя полная мощность нагрузки, подключенной к силовому трансформатору, кВА.

Во многих директивных документах и научных работах с целью снижения потерь электроэнергии указывается на необходимость замены недогруженного трансформатора, трансформатором меньшей мощности [1,2].

Проанализируем целесообразность замены недогруженного трансформатора. При этом будем учитывать только величины потерь электроэнергии ΔW в трансформаторах и не учитывать затраты, обусловленные заменой (демонтаж старого, монтаж и наладка нового и т.д.).

Известно, что потери электроэнергии в силовом трансформаторе определяются по формуле [1,2]

$$\Delta W = \Delta P_{ХХ} \cdot T + \Delta P_{КЗ} \cdot K_З^2 \cdot \tau,$$

где $\Delta P_{ХХ}$ и $\Delta P_{КЗ}$ – соответственно потери холостого хода и короткого замыкания трансформатора, кВт; Т – число часов включения трансформатора под напряжение в год, ч.; τ – время максимальных потерь, ч.

В работе [3] приводятся данные о том, что фактические потери холостого хода в трансформаторах после нескольких лет эксплуатации значительно превышают значения, приводимые в справочниках и паспортных данных.

Уравнение усредненного превышения этих потерь над паспортными, %, полученное в результате обработки вышеприведенных данных, представляет собой степенную функцию.

$$\delta\Delta P_{ХХ.ПР} = 296{,}29 S_{\text{ном}}^{-0{,}389}.$$

Следует отметить, что фактические значения потерь мощности холостого хода $\Delta P_{ХХ}$ для трансформаторов со сроком службы более 20 лет возрастают в среднем с интенсивностью 1,75% в год [3]. Целесообразно это обстоятельство учитывать при решении вопроса о замене недогруженных трансформаторов.

Для примера в табл. 1 приведены результаты расчётов по определению величины экономии электрической энергии при замене недогруженного трансформатора мощностью 630 кВА трансформатором 400 кВА, а в табл. 2 – при замене недогруженного трансформатора мощностью1000 кВА трансформатором 630 кВА.

Таблица 1

Изменение величины потерь электроэнергии δΔW в силовых трансформаторах при замене недогруженного трансформатора мощностью 630 кВА трансформатором мощностью 400 кВА

Время максимальных потерь τ, ч.	$\delta\Delta W=\Delta W_{630}-\Delta W_{400}$, кВт·ч		
	Коэффициент загрузки $K_з$ для трансформатора 630 кВА		
	0,4	0,45	0,51
3000	+231,15	- 568,65	- 1497,7
5000	- 1702,75	- 3035,75	- 4584,2
7000	- 3636,05	- 5862,85	- 8030,68

Из табл. 1 видно, что уменьшение потерь электроэнергии при замене недогруженного трансформатора 630 кВА трансформатором 400 кВА происходит только при фактическом коэффициенте загрузки трансформатора 630 кВА меньше 0,4 и только при времени максимальных потерь τ меньше 3000 ч.

Таблица 2

Изменение величины потерь электроэнергии δΔW в силовых трансформаторах при замене недогруженного трансформатора мощностью 1000 кВА трансформатором мощностью 630 кВА

Время максимальных потерь, τ, ч.	$\delta\Delta W=\Delta W_{1000}-\Delta W_{630}$, кВтч						
	Коэффициент загрузки $K_з$ для трансформатора 1000 кВА						
	0,25	0,29	0,3	0,37	0,44	0,45	0,5
3000	3705	3156	3006	1835	356	193	-873
3500	3447	2806	2631	1256	-459	-650	-1895
5000	2671	1756	1506	-445	-2909	-3181	-4959
6000	2155	1056	756	-1585	-4542	-4868	-7002
7000	1638	356	6	-2725	-6157	-6556	-9046
7500	1379	7	-368,8	-3295	-6952	-7399	

Данные табл. 2 показывают, что при замене недогруженного трансформатора 1000 кВА, работающего с коэффициентом 0,37, на трансформатор 630 кВА при времени максимальных потерь 5000 ч, потери электроэнергии возрастают на 445 кВт·ч. И только при времени максимальных потерь меньше 3500 ч будет происходить экономия электроэнергии. При других коэффициентах загрузки трансформатора 1000 кВА экономия электроэнергии от его замены возможна также только при определённых значениях τ.

На основе данных табл. 2 можно сделать следующие выводы. При замене трансформатора мощностью 1000 кВА на трансформатор 630 кВА снижение потерь электроэнергии в трансформаторах будет происходить при следующих условиях:

- при нагрузке меньше 290 кВА со временем максимальных потерь τ=7500 ч;
- при нагрузке меньше 350-360 кВА при τ=5000 ч;
- при нагрузке меньше 420-430 кВА при τ=3500 ч.

Для объектов, относящихся по надежности электроснабжения потребителей к I категории, вопрос о замене недогруженного трансформатора 1000 кВА трансформатором 630 кВА может рассматриваться с технической стороны только при $K_з \le 0{,}4$ для трансформатора 1000 кВА.

Одним из путей, позволяющих повысить эффективность работ по замене незагруженных трансформаторов, является создание в рамках определенного энергетического предприятия обменного фонда трансформаторов. В этом фонде необходимо иметь рациональное число силовых трансформаторов различного использования, различной мощности.

Выводы.

1. При решении вопроса о целесообразности замены недогруженных силовых трансформаторов 6 – 10/0,4 кВ необходимо учитывать величину времени максимальных потерь.

2. Экономия электроэнергии при замене недогруженных силовых трансформаторов 6 – 10/0,4 кВ за счёт снижения потерь электроэнергии значительно уменьшается при увеличении времени максимальных потерь.

3. Для большинства объектов мероприятие по замене малонагруженных трансформаторов не дает экономии электроэнергии.

4. С целью исключения работы силовых трансформаторов с низким коэффициентом загрузки необходимо на этапе проектирования применять новые более точные методы расчёта электрических нагрузок и прогнозирования электропотребления.

Литература

1. Железко Ю.С. Методика расчета нормативов технологических потерь электроэнергии в электрических сетях // Промышленная энергетика. – 2007. – № 1.
2. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005. – 672 с.
3. Казаков Ю.Б., Козлов А.Б., Коротков В.В. Учет изменений потерь холостого хода трансформаторов в период срока службы при расчете потерь в распределительных сетях // Электротехника. – 2006. – № 5. – С. 11-16.

УДК 621.311

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕМ НА СУТОЧНОМ ИНТЕРВАЛЕ

И.В. Карпов, В.П. Обоскалов, Т.Ю. Паниковская
Уральский федеральный университет
им. первого Президента России Б.Н. Ельцина», г. Екатеринбург

Изменение электропотребления в течение суток приводит к изменению цен на оптовом и розничных рынках электроэнергии (ЭЭ) и мощности. Раздельная торговля ЭЭ и мощностью позволяет сгладить колебания цен на электрическую энергию для конечного потребителя. При этом наличие рынка электроэнергии связано с

интегральными характеристиками и позволяет снизить издержки на производство и потребление на временных интервалах $t \geq 1$ час. Рынок мощности позволяет инвесторам точнее прогнозировать возмещение затрат на строительство генерирующих мощностей. Посредством рынка мощности минимизируется совокупная стоимость электроэнергии и мощности для потребителей, формируются ценовые сигналы для развития генерации, сетевой инфраструктуры и потребления.

Оптимальным решением проблемы снижения энергопотребления и уменьшения нагрузок в часы прохождения максимума или иные моменты времени является широкое внедрение и развитие программ управления спросом. Управление потреблением ЭЭ может осуществляться при использовании экономических и/или административных методов. Экономические методы предполагают добровольное участие потребителей в программах ограничения нагрузки в пиковые часы и делают потребление ЭЭ выгодным или невыгодным в зависимости от условий работы энергосистемы и предоставляемых потребителю экономических стимулов.

Наиболее часто потребителям предлагаются дополнительные стимулы при снижении потребления в пиковые часы. Любые ограничения или отключения нагрузки приводят к возникновению ущербов у потребителей. Ущерб потребителя от ограничения нагрузки может быть компенсирован:

- снижением издержек, связанных с оплатой за потребленную ЭЭ и платой за мощность;

- компенсационными мерами со стороны инфраструктурных организаций или энергоснабжающих компаний: введением скидок и надбавок к цене, а также выплатами эквивалентными стоимости компенсации ущерба от ограничения мощности и электропотребления.

По мере увеличения цены возрастают убытки предприятия, связанные с платежами за ЭЭ и платой за максимальную мощность. Экономические потери от высоких цен на электроэнергию можно снизить, ограничив нагрузку на величину ΔL. В этом случае потребитель несет ущерб от ограничения нагрузки $Y(\Delta L) = y(\Delta L)\Delta L$, где $y(\Delta L)$ – удельный ущерб от ограничения.

Целевая функция, представляющая экономию денежных средств от ограничения мощности и ЭЭ на расчетном интервале $\Delta t = 1$ час

$$e(x) = px - y(\varepsilon)x = (p - y(\varepsilon))x \to \max, \qquad (1)$$

где p – цена ЭЭ на рассматриваемом часовом интервале; x – величина ограничения нагрузки: $x_t = \Delta L_t = \varepsilon_t L_t$; $x = \Delta L = \varepsilon L$; $\varepsilon = x/L$ – ограничение нагрузки в относительных единицах. При принятии допущения об аддитивности целевой функции и независимости временных интервалов, с целью упрощения математических формул при рассмотрении математических закономерностей для произвольного момента индекс времени t не указывается.

Наиболее часто удельный ущерб $y(\Delta L) = y(\varepsilon)$ в зависимости от относительной глубины ограничения $\varepsilon = \Delta L / L_{\text{пл}} = 1 - L/L_{\text{пл}}$ ($L_{\text{пл}}$ – максимальная планируемая мощность нагрузки) представляется линейной функцией $y(\varepsilon) = \alpha + \beta\varepsilon$.

Максимальное значение функции $e(x)$ (выражение (1)) определяется из условия

$$\frac{de(x)}{dx} = p - y(\varepsilon) - y'(\varepsilon)\varepsilon = 0. \qquad (2)$$

Решение $\hat{\varepsilon}$ уравнения (2) характеризует оптимальную глубину ограничения и максимальный эффект $e(\hat{\varepsilon})$ полученный при текущей рыночной цене на ЭЭ и мощность.

Для линейной характеристики удельного ущерба, $y(\varepsilon) = \alpha + \beta\varepsilon$ выражение (2) преобразуется к виду $p - \alpha - 2\beta\varepsilon = 0.$

Удовлетворяющее этому соотношению оптимальное (по критерию максимальной эффективности) значение ограничения $\hat{\varepsilon}$ определяется из соотношения цены, постоянной и переменной составляющих удельного ущерба

$$\hat{\varepsilon} = (p - \alpha)/(2\beta).$$

В зависимости от значения текущей рыночной цены p, оптимальное значение текущей нагрузки L будет равно

$$L = \begin{cases} L, & p < \alpha; \\ (1-\varepsilon)L, & \alpha \le p \le \alpha + 2\beta; \\ 0, & p > \alpha + 2\beta. \end{cases} \qquad (3)$$

Если цена ρ меньше, чем удельный ущерб от ограничения нагрузки α, то ограничение нецелесообразно. Если цена ρ больше, чем удельный ущерб от ограничения нагрузки α + 2β, то плата за ЭЭ, настолько велика, что целесообразно полностью остановить основное производство. В промежуточном случае логично ограничить нагрузку в относительных единицах на величину ε в зависимости от соотношения, приведенного в выражении (3).

Согласно (3) функция экономического эффекта на текущем интервале времени при оптимальном ограничении электропотребления может быть представлена в виде трех составляющих в зависимости от соотношения цены и составляющих удельного ущерба при подстановке (3) в выражение (1)

$$e(x) = (p - \alpha - \beta\hat{\varepsilon})\hat{\varepsilon}L = \beta\hat{\varepsilon}^2 L = \begin{cases} L\dfrac{(p-\alpha)^2}{4\beta}, p < \alpha; \\ (1-\hat{\varepsilon})L\dfrac{(p-\alpha)^2}{4\beta}, \alpha \le p \le \alpha + 2\beta; \\ 0, p > \alpha + 2\beta. \end{cases}$$

Расчетный пример. В качестве тестового примера ограничения мощности нагрузки на суточном интервале рассматривается заданный ценовой график и функция удельного ущерба, представленная линейной и степенной зависимостями.

Функция удельного ущерба в относительных единицах имеет вид $y(\varepsilon) = 1 + 0,4\varepsilon$ Значение коэффициента α в именованных единицах равно 950 руб/МВтч.

Таблица 1

Ограничения нагрузки для линейной характеристики удельного ущерба

час	1	2	3	4	5	6	7	8
$\frac{\text{руб}}{\text{МВтч}}$	901,1	875,3	768,4	664,8	730,0	788,4	800,0	949,3
L, МВт	8,82	8,31	8,31	8,31	8,57	8,98	10,07	11,95
ε, отн. ед	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
ΔL, МВт	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
час	9	10	11	12	13	14	15	16
$\frac{\text{руб}}{\text{МВтч}}$	987,2	1047,1	1066,1	1047,1	1060,4	1064,0	1056,0	1035,6
L, МВт	13,10	13,41	13,41	13,26	13,17	13,13	13,22	13,22
ε, отн. ед	0,05	0,13	0,15	0,13	0,15	0,15	0,14	0,11
ΔL, МВт	0,64	1,71	2,05	1,69	1,91	1,97	1,84	1,49
час	17	18	19	20	21	22	23	24
$\frac{\text{руб}}{\text{МВтч}}$	1028,1	986,0	969,3	945,3	963,0	954,6	955,8	912,3
L, МВт	13,22	13,36	13,54	13,66	13,96	14,22	12,00	10,12
ε, отн. ед	0,10	0,05	0,03	0,00	0,02	0,01	0,01	0,00
ΔL, МВт	1,36	0,63	0,34	0,00	0,24	0,09	0,09	0,00

Ограничение нагрузки зависит от ценового графика, значения которого приведены в табл. 1. На интервале с 9 до 19 и с 21 до 23 часов цена ЭЭ превышает постоянную составляющую удельного ущерба $\alpha = 950$ руб/МВтч, поэтому именно на этом интервале целесообразно ограничивать электропотребление. На оставшемся интервале результаты расчетов показывают, что при значении $p \le \alpha$ ограничение мощности нагрузки нецелесообразно.

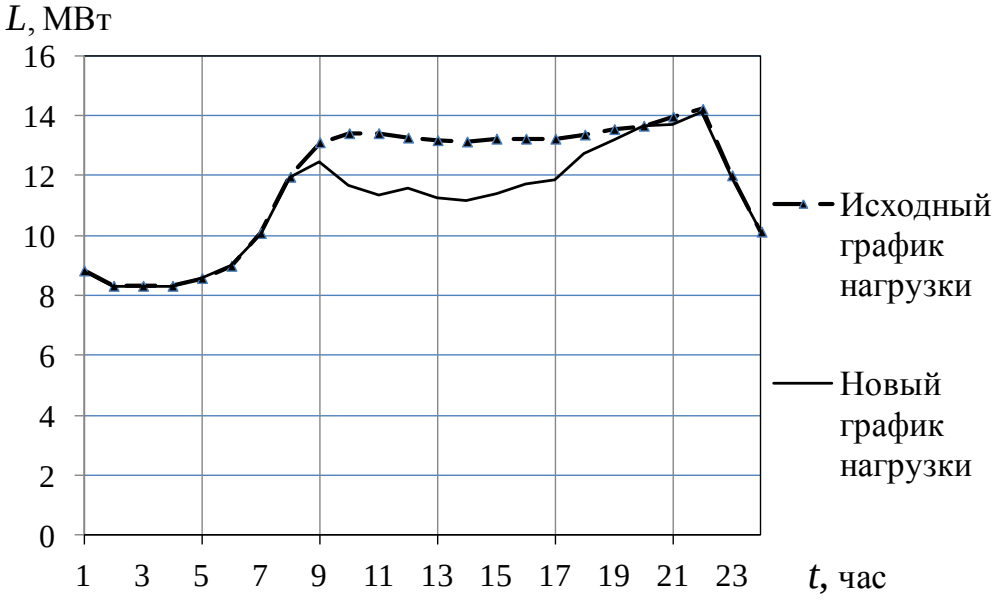


Рис. 1. Исходный и скорректированный графики нагрузки

При увеличении рыночной цены электроэнергии и превышении над постоянной составляющей удельного ущерба, потребитель снижает свою нагрузку на 16,06 МВтч за сутки, при этом экономия денежных средств составляет 15261 руб/сут.

Выводы.

1. Актуальность внедрения программ управления электропотреблением и повышения энергоэффективности напрямую зависит от экономической заинтересованности потребителей в добровольном участии регулирования графика нагрузки.

2. Ограничение мощности со стороны потребителя приводит к уменьшению его дохода, но может быть скомпенсировано сокращением издержек платежей за максимальную мощность и потребленную ЭЭ и, в конечном итоге, привести к увеличению суммарной прибыли.

3. Решения по ограничению нагрузки в период пиковых цен или переносу потребления на периоды более низких цен может и должен принимать сам потребитель путем проведения организационных или технических мероприятий.

4. Разработка и внедрение программ, стимулирующих потребителей ЭЭ к снижению спроса в пиковые часы, позволяют более полно задействовать существующие генерирующие мощности, снизить неравномерность суточного графика нагрузки, получить общесистемный энергосберегающий эффект. Следовательно, потребительский сектор должен играть более активную регулирующую роль в функционировании оптового и розничных рынков электроэнергии и мощности.

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)

ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ В УСЛОВИЯХ РЫНКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

А.А. Назаров
Национальный исследовательский университет «МЭИ» в г. Смоленске

Реструктуризация естественных монополий в энергетике, в период ее реформирования, оказала значительное влияние на изменение структуры и механизмов управления единой электроэнергетической системой. В ходе этих изменений были затронуты механизмы, обеспечивающие надежное электроснабжение потребителей, повысилась роль рыночных механизмов и усилилась конкуренция между субъектами электроэнергетики.

Для привлечения инвестиций в электроэнергетику при расчете тарифа на передачу электроэнергии для сетевых организаций стал применяться метод доходности инвестируемого капитала (RAB регулирование). Его применение должно обеспечит стимулирование привлечения инвестиций в развитие сетей, при этом регулирующие органы устанавливают и контролируют показатели надежности и качества реализуемых услуг, ежегодно корректируя необходимую валовую выручку сетевых организаций в зависимости от выполнения соответствующих показателей [1].

В качестве показателя надежности принят показатель средней продолжительности прекращения подачи электрической энергии в каждом расчетном периоде регулирования ($П_П$), рассчитываемый по следующей формуле [2]:

$$П_П = T_{ПР} / N_{ТП}, \quad (1)$$

где $T_{ПР}$ – фактическая суммарная продолжительность всех прекращений передачи электрической энергии в отношении потребителей за расчетный период регулирования, ч.; $N_{ТП}$ – максимальное число точек присоединения потребителей услуг к электрической сети электросетевой организации, шт.

Анализ результатов оценки надежности электроснабжения потребителей с использованием $П_П$ позволяет установить, что он не зависят ни от величины отключенной нагрузки, ни от категории потребителя по надежности. В результате, прекращение электроснабжения одного потребителя с небольшой нагрузкой на 24 часа, оказывает большее влияние на значение $П_П$, чем отключение промышленного предприятия или группы потребителей на непродолжительное время. Кроме того этот показатель может изменяться в довольно широких пределах, что сильно затрудняет его оценку и сравнение. Поэтому оценка надежности с использованием $П_П$ может существенно искажать реальную надежность электроснабжения и затруднять сравнение между собой сетевых организаций. К такому же выводу приходят авторы статьи [3].

Другим показателем надежности, закрепленным нормативными актами, является показатель бездефицитной работы энергосистемы. Он представляет собой вероятность превышения мощности генерации в узлах нагрузки над мощностью нагрузки потребителей. При этом если n разных генераторов имеют номинальную мощность P_i, а состояние генераторов и потребителей описывается переменной r_i с двумя значениями: 0 (неработоспособное) и 1 (работоспособное), то снижение располагаемой мощности энергосистемы имеет вид:

$$\Delta P_Г = \sum_{i=1}^{n} P_{Гi} - \sum_{i=1}^{n} r_{ij} \cdot P_{Гi} \quad (2)$$

Единство технологического процесса в ЕЭС России определяет, что надежность электроснабжения конечного потребителя зависит не только от системной надежности и надежности распределительных электрических сетей, но и от надежности схемы потребителя. Учитывая вышеизложенное, можно усовершенствовать показатель (2) с целью учета надежности электроснабжения потребителей в границах балансовой принадлежности обслуживающих их электрических сетей. Показатель надежности электроснабжения потребителей K имеет вид:

$$K = 1 - \frac{\sum_{j=1}^{m} (P_{откл.i} \cdot \frac{t_j}{T})}{\sum_{i=1}^{n} P_i}, \quad (3)$$

где P_i – мощность i-го потребителя электроэнергии, подключенного к электрическим сетям предприятия, определенная в соответствии с документами о техническом присоединении, в пределах которой сетевая организация принимает на себя обязательства обеспечить передачу электрической энергии потребителю, кВт;

$P_{откл.i}$ – мощность i-го отключенного потребителя при j-ом отключении, кВт; T – время расчетного периода, ч.; t_j – приведенное время j-о отключения i-го потребителя, ч. В табл. 1 приведены зависимость t_j для различных категорий надежности потребителей от фактического времени перерыва питания ($t_{j\,факт.}$) в соответствии с [4] и [5].

Таблица 1

Значения t_j для различных категорий надежности потребителей

Категория надежности потребителя	Время перерыва электроснабжения, ч.	$t_{j,}$, ч	Примечание
I, II	Больше 3*	$t_j=T$	Для I категории, при несоответствии схемы питания потребителей первой категории требованиям ПУЭ
	До 3*	$t_j= t_{j\,факт.}$	
III	Больше 24	$t_j=T$	-
	До 24	$t_j= t_{j\,факт.}$	-

*При наличии согласованного в договоре энергоснабжения времени перерыва энергоснабжения принимается время из договора

Показатель K определяет вероятность снижения мощности потребителей относительно номинальной, в пределах которой сетевая организация принимает на себя обязательство по отношению к потребителям, из-за аварийных отключений оборудования. При этом, если время перерыва электроснабжения потребителя окажется больше времени определенного нормативными актами или установленного в договоре энергоснабжения, то за приведенное время отключения данного потребителя принимается время расчетного периода регулирования. Категория надежности потребителя подтверждается документами о техническом присоединении. Потребитель первой и второй категории обязан обеспечить поддержание автономного резервного источника питания, необходимость установки которого определена в процессе технологического присоединения, в состоянии готовности к его использованию при возникновении внерегламентных отключений. При этом сетевая организация не несет ответственности за последствия, возникшие вследствие неисполнения потребителем услуг данного требования [4].

На табл. 2 приведены значения показателей K и $П_П$ на примере предприятия электрических сетей на основе статистических данных за 2010-2012 г. К электрическим сетям рассматриваемого предприятия подключено 730 потребителя третьей категории надежности с общей мощностью 7318 кВт и 54 потребителя второй категории надежности мощностью 2730 кВт.

Таблица 2

Значения показателей K и $П_П$ за 2010-2012 г.

Период	Показатель K	$П_П$, ч.
2010 г.	0,962	3,4
2011 г.	0,913	3,8
2012 г.	0,973	3,7

Анализирую полученные результаты можно отметить, что значение K для данного предприятия изменяется в пределах 0,913 до 0,973. Снижение коэффициента K в 2011 г. обусловлено отключением промышленных потребителей второй ка-

тегории надежности на время превышающее время прописанное в договоре энергоснабжения. При этом видно, что значение коэффициента $П_П$, применяемого в RAB регулирование, практически не изменилось, то есть сетевая организация получит прибыль, не выполнив договорных обязательств.

Показатель *К* более объективно отражает надежность электроснабжения потребителей, так как содержит информацию о мощности отключенных потребителей, длительности отключений, частоте отказов, объеме недоотпуска электроэнергии потребителям, а следовательно и об их возможном ущербе. Он изменяется в пределах от 0 до 1, что облегчает его оценку. Сбор необходимых исходных данных для расчетов показателя *К* уже ведется в распределительных сетях и не требует дополнительных трудозатрат персонала. Он может быть использован в методических указаниях по расчету надежности при применении метода доходности инвестированного капитала.

В условиях функционирования рынка электроэнергии, обеспечение надежности рассматривается как дополнительная услуга с соответствующей оплатой, и для ее оценки должны применяться показатели связанных с экономическими характеристиками обеспечения надежности. Такие показатели позволят производить качественную оценку надежности электроснабжения потребителей, что в конечном итоге будет экономически стимулировать сетевые организации к ее повышению.

Литература

1. Постановление Правительства РФ от 26.02.2004 № 109 "О ценообразовании в отношении электрической и тепловой энергии в Российской Федерации".
2. Методических указаниях по расчету уровней надежности и качества поставляемых товаров и оказываемых услуг для организаций по управлению единой национальной (общероссийской) электрической сетью и территориальных сетевых организаций. Утверждены приказом Минэнерго России от 29.06.2010 г. № 296
3. Эдельман В., Фраер И. Еще раз о методических основах расчета уровней надежности и качества услуг сетевых организаций // Энергорынок. – №10 (81). – 2010. – С. 41- 49.
4. Постановление Правительства РФ от 04.05.2012 N 442 "О функционировании розничных рынков электрической энергии, полном и (или) частичном ограничении режима потребления электрической энергии".
5. Методические рекомендации по техническому расследованию и учету технологических нарушений в системах коммунального энергоснабжения и работе энергетических организаций жилищно-коммунального комплекса. Утверждены приказом Госстроя России от 20.08.2001 года № 191

УДК 621.311

МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕХАНИЗМОВ РАЗВИТИЯ ГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ В УСЛОВИЯХ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА

С.В. Подковальников, К.А. Семенов, О.В. Хамисов
Институт систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН, г. Иркутск

Введение

Публикуемая литература по проблеме развития генерирующих мощностей (ГМ) сфокусирована, в основном, на недостатке стимулов к инвестированию в рыночной среде, при этом неполно учитываются технологии ГМ, режимы электропо-

требления и работы электростанций [1-3]. Поэтому разработка модели развития генерирующих мощностей в условиях рынка электроэнергии и мощности с учетом технологических ограничений электроэнергетического рынка (ЭЭР) и анализом специфичных для России механизмов развития ГМ представляется актуальной и новой, тем более, что в нашей стране окончательно не установилась структура ЭЭР.

В данной работе представлена одноузловая модель развития ГМ в условиях несовершенного двухпродуктового рынка (электроэнергии и мощности) с учетом балансовых и режимных ограничений электроэнергетической системы (ЭЭС), режимов электропотребления и работы электростанций различных типов. Используется подход Курно, чтобы сформировать модель развития ГМ в режиме олигополии, и определяются точки долгосрочного рыночного равновесия Нэша. Также, на основе представленной модели были разработаны и рассчитаны модели разных форм организации и механизмов развития ЭЭР: совершенный и несовершенный однопродуктовые рынки, совершенный и несовершенный двухпродуктовые рынки, рынок электроэнергии и мощности с договорами о предоставлении мощности (ДПМ).

Модель развития ГМ в условиях двухпродуктового рынка электроэнергии и мощности

За основу принята математическая модель несовершенного ЭЭР с учетом развития ГМ [4]. Модель модифицирована путем введения дополнительного рыночного механизма – рынка мощности. На рынке присутствуют несколько генерирующих компаний (ГК), имеющие различные типы ГМ, которые конкурируют в условиях олигополии. Электропотребление представлено функцией спроса на электроэнергию. Функция спроса на мощность представляет требуемый уровень установленной мощности (максимум нагрузки плюс резерв) на долгосрочный период в зависимости от цены.

Поведение ГК определяется стремлением максимизировать свою прибыль на рынке электроэнергии и мощности с учетом балансовых и режимных ограничений ЭЭС. Для максимизации своей целевой функции компании могут вводить новые и загружать имеющиеся ГМ, ограничивать вводы новых мощностей и загрузку электростанций. Целевая функция компании ℓ ($\ell \in L$) сформулирована следующим образом:

$$\sum_{i\in I}\sum_{s\in S}\sum_{t\in T}\tau_s^w\left(p^e - c_{\ell i}\right)x_{\ell ist} + \sum_{i\in I}\sum_{s\in S}\sum_{t\in T}\tau_s^h\left(p^e - c_{\ell i}\right)y_{\ell ist} + \sum_{i\in I}\left(p^c - k_{\ell i}b_{\ell i}\right)z_{\ell i} -$$
$$- f\sum_{i\in I}k_{\ell i}\left(z_{\ell i} - z_{\ell i}^0\right) \to \max$$

при условиях:

$$\alpha_{\ell is}z_{\ell i} \le x_{\ell ist} \le \beta_{\ell is}z_{\ell i},\ \ell \in L, i \in I, s \in S, t \in T$$
$$\alpha_{\ell is}z_{\ell i} \le y_{\ell ist} \le \beta_{\ell is}z_{\ell i},\ \ell \in L, i \in I, s \in S, t \in T$$
$$z_{\ell i}^0 \le z_{\ell i} \le \overline{z}_{\ell i},\ \ell \in L, i \in I$$

где:

индексы и обозначения: $i \in I$ – индекс типа станций; $s \in S$ – номер сезона; $t \in T$ – индекс часа суток; $c_{\ell i}, \ell \in L, i \in I$ – удельные издержки на генерацию элек-

троэнергии станциями типа i компании ℓ; $\tau_s^w, s \in S$ – эквивалентное число рабочих суток в сезоне s; $\tau_s^h, s \in S$ – эквивалентное число выходных суток в сезоне s; $k_{\ell i}, \ell \in L, i \in I$ – удельные капвложения, осуществляемые компанией ℓ в развитие электростанций типа i; f – коэффициент возврата капитала, который находится из условия возмещения капитала равными долями в течение *M* лет при ставке дисконтирования ρ:

$$f = \rho(1+\rho)^M / \left((1+\rho)^M - 1\right);$$

$b_{\ell i}, \ell \in L, i \in I$ – постоянные эксплуатационные издержки станций типа i компании ℓ; $z_{\ell i}^0, \ell \in L, i \in I$ – имеющийся уровень установленной мощности станций типа i компании ℓ; $\overline{z}_{\ell i}, \ell \in L, i \in I$ – максимально возможный уровень установленной мощности станций типа i компании ℓ; $\alpha_{\ell is}, \ell \in L, i \in I, s \in S$ – коэффициент минимально допустимой мощности в сезоне s станций типа i компании ℓ; $\beta_{\ell is}, \ell \in L, i \in I, s \in S$ – коэффициент максимально допустимой мощности в сезоне s станций типа i компании ℓ.

переменные: $x_{\ell ist}, \ell \in L, i \in I, s \in S, t \in T$ – рабочая мощность в сезоне s в час t в рабочие дни станций типа i компании ℓ; $y_{\ell ist}, \ell \in L, i \in I, s \in S, t \in T$ – рабочая мощность в сезон s в час t в выходные дни станций типа i компании ℓ; $z_{\ell i}, \ell \in L, i \in I$ – установленная мощность на станциях типа i компании ℓ; p^e – среднегодовая рыночная цена за единицу электроэнергии; p^c – среднегодовая рыночная цена за единицу мощности.

Спрос на электроэнергию и мощность представлен линейными функциями:

$D^e\left(p^e\right) = d - qp^e$ – функция спроса на электроэнергию;

$D^c\left(p^c\right) = m - np^c$ – функция спроса на мощность;

где d, m – свободные слагаемые; q, n – коэффициенты при переменных составляющих линейных функций спроса.

Для нахождения оптимальных решений (равновесных значений) используется итерационное решение по методу Курно – каждая компания по очереди максимизирует свою прибыль в два шага: на рынке мощности (шаг 1) и на рынке электроэнергии (шаг 2), определяя свои параметры предложения при неизменном поведении остальных компаний.

Расчетные исследования

Расчеты на модели проводились для ОЭС Центра Европейской секции ЕЭС России на уровне 2030 г. В данной энергозоне действуют электростанции ГК: ОГК-1,3,4,5,6; ТГК-2,3,4,6; МОЭК; Мосэнерго; Интер РАО ЕЭС; РусГидро; Росэнергоатом. ТЭЦ, принадлежащие промышленным предприятиям, выделены в отдельную группу – блок-станции. Возможное развитие ГК принималось на основе энергетической стратегии России до 2030 г. и последних корректировок Сценарных условий

развития электроэнергетики до 2030 г. Ставка дисконтирования принята равной 15%, срок возврата капитала – 15 лет, согласно нормативным документам ОРЭМ [5]. Дополнительно проводились расчеты при ставке дисконтирования 8%. Максимальное число часов использования установленной мощности разными типами станции: угольные КЭС – 5400, газовые КЭС – 3650, ТЭЦ – 4300, АЭС – 7100.

Прогнозируемое электропотребление и годовой максимум нагрузки для расчетного года принимались равными 348 ТВт·ч/год и 58,3 ГВт. Для моделирования долгосрочной функции спроса, на основе имеющихся оценок [6], значение коэффициента эластичности было осредненно и принято равным 0,7.

Решение осуществлялось в системе алгебраического моделирования GAMS (General Algebraic Modeling Systems).

Результаты расчетов показывают (табл. 1), что совершенный двухпродуктовый рынок электроэнергии и мощности приводит к увеличению совокупной цены на 25% по сравнению с моделью №1. В случае несовершенной конкуренции ситуация аналогична – цена в модели №4 выше на 15%, чем в модели №2, но введение рынка мощности обеспечивает стимулы для ГК вводить новые мощности. На несовершенном рынке двух товаров возникает олигополистическая конкуренция, поэтому цена повышается по сравнению с рынком совершенной конкуренции за счет снижения новых вводов мощностей и выработки компаниями. Вместе с тем, по сравнению с несовершенным рынком одного товара, в модели №4 вводится больше новых мощностей, тем самым повышая обеспеченность генерирующими мощностями в системе.

Таблица 1

Результаты расчетов

№	Название модели	Цена на электро-энергию, $/кВт.ч	Цена на мощность, $/кВт в год	Цена на мощность, приведенная к цене на ЭЭ, $/кВт.ч	Агрегированная цена, $/кВт.ч
1	Совершенный рынок 1 товара (электроэнергии)	-	-	-	0,0935
2	Несовершенный рынок 1 товара (электроэнергии)	-	-	-	0,1158
3	Совершенный рынок 2 товаров (электроэнергии и мощности)	0,0570	474,8	0,0669	0,1239
4	Несовершенный рынок 2 товаров (электроэнергии и мощности)	0,0643	484,6	0,0683	0,1326
5	Рынок э/э и мощности (для дейст.ГМ) + ДПМ (надбавка = 0,0253)	0,0626	90	0,0128	0,1007
6	Рынок э/э + ДПМ (надбавка = 0,0065)	0,0752	-	-	0,0817

В модели №5 реализована текущая организационная структура развития ГМ на ЭЭР России. Сформулированы рынок электроэнергии, на котором ГК возмещают

свои переменные затраты, рынок мощности для действующих мощностей, и механизм ДПМ для возмещения капвложений в строительство новых ЭС. В отличие от моделей №1-4, компании получают возмещение своих капитальных затрат по ДПМ.

В результате расчета модели № 5, данная организационная структура ЭЭР позволяет существенно снизить агрегированную цену на оптовом рынке, по сравнению с предыдущими моделями, и обеспечить достаточный уровень генерирующих мощностей с учетом резерва.

В модели № 6 также реализован механизм ДПМ, но в другой организационной структуре ЭЭР, без рынка мощности. Так как ДПМ гарантируют компаниям возврат капвложений, то наличие рынка мощности, как механизма привлечения инвестиций, является избыточным. К тому же, вопрос относительно функционирования рынка мощности открыт, и сравнение моделей № 5 и 6 представляет интерес.

Агрегированная цена на электроэнергию в модели №6 получилась на 19% ниже, чем в модели №5. Данные результаты обусловлены тем, что в модели № 5 (двухпродуктовый рынок) цена формируется по предельным затратам на отдельных рынках, а в модели №6 (однопродуктовый рынок) по совокупным затратам. Аналогичная ситуация наблюдалась в сравнении моделей 1 и 3, 2 и 4. Надбавка по ДПМ получается не значительной, потому что она распределяется на всех потребителей.

При сниженной ставке дисконтирования (8%), образуется такой излишек производителя, что если его распределить на покрытие расходов по ДПМ, то надбавка к равновесной цене не потребуется. В данном случае, у ГК меньше прибыль, но они получают гарантию возврата капвложений, а плата для потребителей снижается.

В итоге, при организации рынка электроэнергии с механизмом гарантированного возврата инвестиций – ДПМ, при сниженной ставке дисконтирования обеспечивается наименьшая цена для потребителей, гарантируется возврат капвложений компаниям и обеспечивается ввод новых мощностей, что приводит к повышению долгосрочной обеспеченности мощностями в ЭЭС и уменьшению риска возникновения дефицита установленной мощности в долгосрочной перспективе.

Заключение

1. Разделение однопродуктового ЭЭР на рынки электроэнергии и мощности приводит к росту цены на 15%, подавляя спрос и существенно снижая эффективность данной формы организации ЭЭР для потребителей. В то же время рынок мощности стимулирует ГК вводить больше новых мощностей, и, соответственно, повышается обеспеченность генерирующими мощностями в долгосрочной перспективе.

2. Механизм ДПМ в моделях №6,7 позволяет обеспечивать требуемый уровень генерирующих мощностей с учетом резервов, и приводит к существенному снижению цен по сравнению со всеми рассмотренными формами организации и механизмами развития ЭЭР.

3. Параллельное существование РМ и ДРМ представляется излишним, а переход на рынок одного товара (совместно с ДПМ) дополнительно снижает цену.

4. В результате расчетов моделей, представляется наиболее эффективным механизм ДПМ с распределением инвестиционных затрат на весь спрос и использованием избытка производителей для возмещения капвложений и обеспечением гарантированного возврата капитала.

Литература

1. López-Peña A., Centeno E., Barquín J. Long term issues to be addressed by regulators in liberalised electricity systems: generation adequacy and indicative planning. Justification, available mechanisms, and a simulation study on some concrete policies // EUI Working Paper. – RSCAS 2009/67.
2. Беляев Л.С., Подковальников С.В. Рынок в электроэнергетике: Проблемы развития генерирующих мощностей. – Новосибирск: Наука, 2004.
3. Sioshansi F.P., Pfaffenberg W. Electricity market reform. An international perspective. – Elsevier: Elsevier Global Energy Policy and Economics Series, 2006.
4. Подковальников С.В., Хамисов О.В. Несовершенные электроэнергетические рынки: моделирование и исследование развития генерирующих мощностей // Известия РАН. Энергетика. – 2011. – № 2. – С. 66-86.
5. Постановление Правительства РФ от 13.04.2010 № 238 (ред. от 29.12.2011) «Об определении ценовых параметров торговли мощностью на оптовом рынке электрической энергии и мощности».
6. EIA (2006), “Assumptions to the Annual Energy Outlook 2006”, Report #: DOE/EIA-0554 (2006).

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)

ОБЗОР СИСТЕМ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИКИ ЖИГУЛЕВСКОЙ ГЭС, УЧАСТВУЮЩИХ В РАБОТЕ ЦДУ ЕЭС РФ И ОДУ СРЕДНЕЙ ВОЛГИ

В.С. Романов, О.В. Леонов, А.А. Романов, В.Г. Гольдштейн
Филиал ОАО «РусГидро» – «Жигулевская ГЭС», г. Жигулевск

Задачи по обеспечению основных показателей качества электроэнергии, напрямую связанных с системной надёжностью становятся технологически обязательными услугами. Услуги такого рода принято обозначать термином «системные услуги». Системные услуги – это деятельность, обеспечивающая надежность работы энергосистемы и электроснабжения потребителей, а также стабильное значение частоты и напряжения в соответствии с установленными стандартами.

В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 03.03.2010 №117 определены 4 вида услуг по обеспечению системной надежности:

– нормированное первичное регулирование частоты с использованием генерирующего оборудования электростанций;

– автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций (за исключением гидроэлектростанций установленной мощностью более 100 МВт);

– регулирование реактивной мощности с использованием генерирующего оборудования электростанций, на котором в течение периода оказания соответствующих услуг не производится электрическая энергия;

– развитие систем противоаварийного управления в ЕЭС России.

На сегодняшний день Жигулевская ГЭС (далее ЖГЭС) оказывает три вида системных услуг: вторичное регулирование частоты, регулирование реактивной мощности, эксплуатацию элементов систем противоаварийного управления. В предыдущих выпусках конференции мною были рассмотрены первые два вида услуг. Настоящая статья посвящена обзору противоаварийной автоматики Жигулевской ГЭС (далее ПА ЖГЭС) [1].

Высокие темпы трансформации структуры Единой электроэнергетической системы, усложнение условий эксплуатации энергосистем, наличие крупных атомных электростанций с базисным режимом работы и ухудшенными динамическими характеристиками, трудности учета многообразия режимов электростанций и другие причины привели к тому, что управление режимами энергосистем значительно усложнилось. В этих условиях обеспечение параллельной работы энергосистем и одновременное выполнение заданных нормативов статической и динамической устойчивости предъявляют повышенные требования как к принципам и точности управления нормальными, аварийными и послеаварийными режимами энергосистем, так и к аппаратной реализации устройств противоаварийной автоматики, а также их эксплуатации в действующих энергосистемах [2].

Централизованный комплекс ПА ЖГЭС предназначен для:

1. Сохранения устойчивости при транзитных перетоках мощности между ОЭС Центра и ОЭС Средней Волги по Северному и Южному транзиту с учетом выдачи мощности Балаковской АЭС по контролируемым сечениям;

2. Обеспечения противоаварийного управления при нарушениях режима работы оборудования ЖГЭС;

3. Реализации команд на автоматический пуск и загрузку генераторов – АЗГ – от ПА ПС 750кВ Владимирская, ПС 500кВ Арзамасская и на отключение генераторов – ОГ – от ПА Заинской ГРЭС и ОЭС Урала;

4. Ретрансляции сигналов и команд противоаварийной автоматики по устройствам передачи аварийных сигналов и команд – УПАСК.

По Северному транзиту (ПС 500кВ Луч – ПС 500кВ Нижегородская – Чебоксарская ГЭС – ПС 500кВ Помары – ПС 500кВ Киндери – Заинская ГРЭС) и по Южному транзиту (ПС 500кВ Радуга – ПС 500кВ Арзамасская – ПС 500кВ Осиновка – ПС 500кВ Вешкайма – Жигулёвская ГЭС) состав контролируемых опасных сечений сети 500кВ определен исходя из возможности перегрузки «слабых» связей сети при аварийном отключении одной из них с учетом предшествующего режима работы, нормального или ремонтного, или в случае аварийного отключения двух линий электропередачи (рис. 1).

Централизованный комплекс ПА ЖГЭС частично резервируется централизованными комплексами Балаковской АЭС и Заинской ГРЭС, которые образуют, соответственно, систему противоаварийной автоматики Южного и Северного энергорайонов сети 500кВ ОЭС Средней Волги, а также узловым комплексом ПА подстанции Вешкайма.

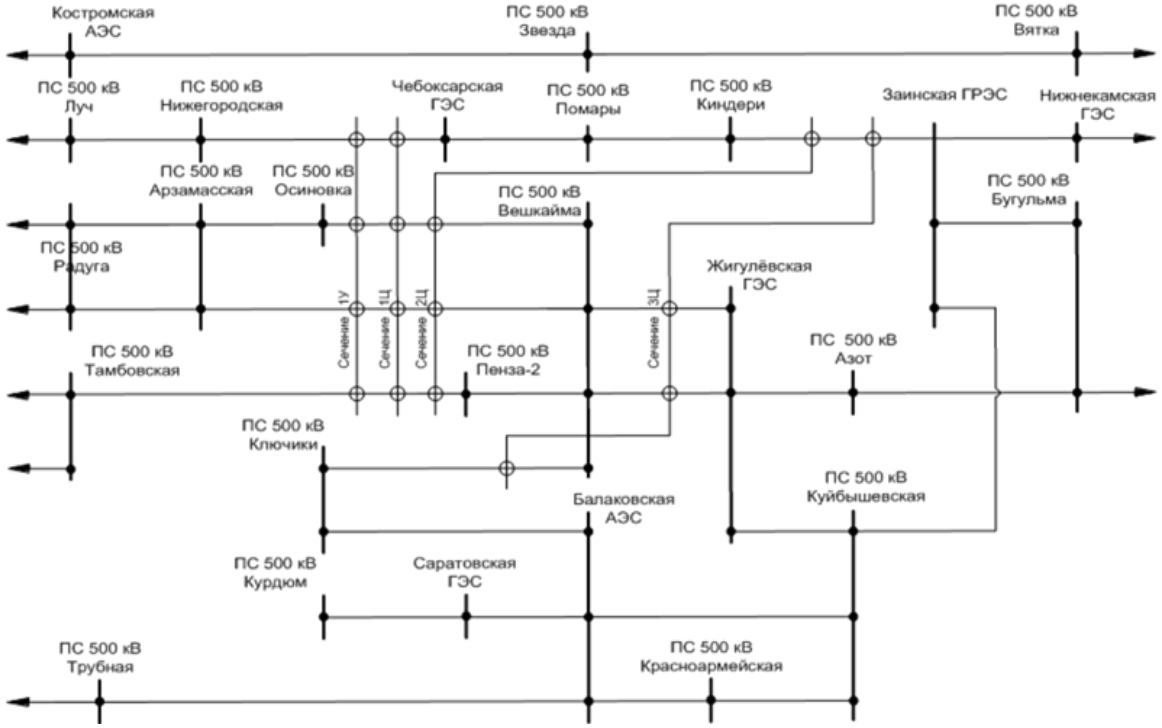


Рис. 1. Сечения, контролируемые ПА ЖГЭС

Совместно с централизованными комплексами ПА Балаковской АЭС и Заинской ГРЭС комплекс ПА ЖГЭС входит в состав 2-х уровневой централизованной системы противоаварийной автоматики ОЭС Средней Волги – ЦСПА ОЭС Средней Волги – в качестве её нижнего уровня.

Верхний уровень ЦСПА ОЭС Средней Волги – управляющий вычислительный комплекс УВК находится в здании ОДУ Средней Волги.

В состав верхнего уровня входят управляющий вычислительный комплекс (УВК), система сбора и передачи доаварийной информации о режиме работы и схеме сети 500 кВ и основной шунтирующей сети 220кВ. Структурная схема комплекса ПА ЖГЭС приведена на рис. 2.

Состав функциональных автоматик комплекса ПА ЖГЭС следующий:

1. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости (АПНУ). АПНУ включает в себя совокупность автоматик разгрузки при отключении одной (АРОЛ) или одновременно двух (АРОДЛ) линий 500кВ в нормальной и ремонтных схемах.

2. Автоматика ликвидации асинхронного режима (АЛАР) на линиях 500кВ. АЛАР действует по скорости изменения сопротивления (1-я ступень) и с фиксацией снижения сопротивления, контролем смены знака активной мощности, фиксацией циклов асинхронного хода, выдержкой времени (2-я ступень) на пуск команды телеотключения линии с противоположной стороны и отключение линии со своей стороны с запретом ТАПВ и пуском УРОВ.

3. Автоматика ограничения снижения частоты (АОСЧ) на шинах 500 кВ. АОСЧ 500 кВ реализована в двух микропроцессорных устройствах типа Сириус-АЧР, размещенных в одном шкафу, осуществляет автоматический частотный ввод резерва (АЧВР) при снижении частоты и действует через устройство загрузки станции на автоматический пуск и загрузку генераторов ЖГЭС.

4. Автоматика ограничения повышения частоты (АОПЧ) на шинах 220 кВ. АОПЧ 220 кВ реализована в двух микропроцессорных устройствах типа БМРЧ, предназначена предотвращения недопустимого повышения частоты и действует на отключение генераторов ЖГЭС.

5. Автоматика ограничения повышения напряжения (АОПН) на линях 500кВ. АОПН действует с контролем стока реактивной мощности при повышении напряжения на линии на пуск команды телеотключения линии с противоположной стороны и отключении линии со своей стороны с запретом ТАПВ и пуском УРОВ АОПН.

6. Автоматика ограничения перегрузки оборудования (АОПО).

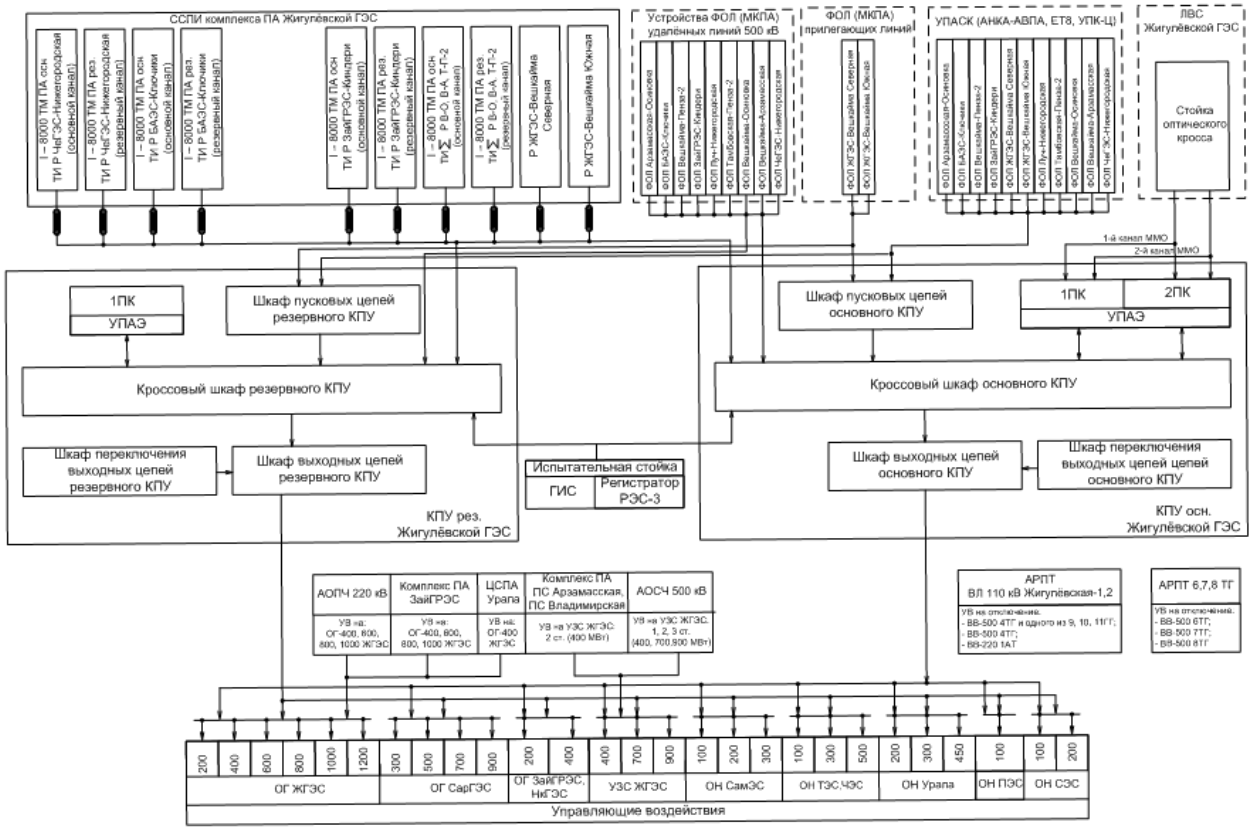


Рис. 2. Структурная схема комплекса ПА ЖГЭС

Управление комплексом ПА ЖГЭС осуществляет контроллер противоаварийного управления (КПУ), выполненный на базе микропроцессорного устройства противоаварийной автоматики энергоузла. КПУ обеспечивает работу комплекса ПА ЖГЭС в составе ЦСПА ОЭС Средней Волги. Связь КПУ с верхним уровнем ЦСПА осуществляется по двум взаимно резервируемым, высокоскоростным (до 64 Кбит/сек) цифровым каналам связи путем прямого межмашинного обмена (ММО) между КПУ и УВК ЦСПА ОЭС Средней Волги.

Комплекс противоаварийной автоматики является одним из основных элементов стабильного и безаварийного функционирования энергосистемы. Чтобы показать роль противоаварийной автоматики ниже в табл. 1 приведены основные крупнейшие системные аварии в промышленных странах, произошедшие за последние 35 лет.

Таблица 1

Данные о наиболее известных крупнейших авариях в ЭЭС

Страна	Энергосистема	Дата	ΔP		ΔW, млн. кВт·ч	Время восстановления, час	
			млн.кВт	$\Delta P_n/P_n$, %		0,5ΔP	0,9ΔP
США	Consolidated Edison	13.07.77	5,9	100	100,0	[v] 18,0	26,0
Франция	Вся страна	19.12.78	28,0	75	98,0	3,2	5,2
Швеция	Вся страна	13.01.79	2,7	25	2,7	0,8	2,5
СССР	Европейская часть ЕЭС	31.05.79	6,0	5	-	0,3	-
СССР	Европейская часть ЕЭС	20.06.85	2,3	2	-	0,3	-
Бельгия	Вся страна	04.08.82	2,4	45	6,8	2,2	5,0
Канада	Hydro Quebec	14.12.82	15,5	100	-	-	5,5
Швеция	Вся страна	27.12.83	11,4	67	23,8	1,3	5,2
Канада	Hydro Quebec	13.03.89	22,0	-	130,0	> 5,0	> 9,0
Канада, США, Мексика	Западное объединение США, части Канады и Мексики	02.07.96	-	-	-	1,0	2,0
Канада, США	Восточное объединение США, часть Канады	14.08.03	70,5	41	-	-	-
Россия	Москва и ее окрестности	25.05.05	3,5	30	-	24,0	30,0

В табл. 1 обозначено: Рп – максимальная нагрузка, питаемая энергосистемой; ΔРп – мощность нагрузки, потерявшей питание, ΔW – энергия, не отпущенная этой нагрузке.

Каждая из рассмотренных аварий уникальна, но у них есть общая черта: авария – результат сложной последовательности неблагоприятных и благоприятных событий, взаимосвязанных технологически и случайных. В развитии этих и других, менее выразительных аварий проявилось множество недостатков того, как энергосистемы созданы, какими системами управления оснащены и как эксплуатируются. В заключение обзора аварий кажется уместным подчеркнуть главное – чтобы снизить вероятность таких аварий необходимо проработанная и надежная система противоаварийной автоматики.[3]

Эксплуатация комплекса ПА ЖГЭС требует немалых финансовых затрат, а так же целого штата высококвалифицированных специалистов. Учитывая все вышесказанное можно сделать выводы, что данные затраты должны компенсироваться субъектами энергосистем, являющимися их причиной. На данном этапе вопрос оплаты за оказываемые системные услуги является нерешённым. Российский рынок электроэнергии и мощности является развивающейся структурой именно поэтому его механизмы функционирования не доведены до совершенства. Однако при даль-

нейшем развитии и становлении рынка системных услуг, при поддержке Системного Оператора и Правительства РФ данная проблема будет успешно решена, что приведет к созданию более развитого и стабильного рынка.

Литература

1. Романов В.С. Услуги Жигулевской ГЭС, оказываемые на рынке электроэнергии и мощности в ЕЭС РФ по обеспечению системной надежности / В.С. Романов, О.В. Леонов, А.А. Романов// Электроэнергетика глазами молодёжи: труды III Международной молодёжная научно-технической конференции. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – Т.2. – С. 513-518.
2. Управление качеством электроэнергии / И.И. Карташев [и др.] – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 320 с.
3. Глускин, И.З. Противоаварийная автоматика в энергосистемах / И.З. Глускин, Б.И. Иофьев. – М.: «Знак», 2009. – 568 с.

ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ И ПРОБЛЕМЫ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

УДК 621.311.17:621.313; 621.311.4

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СТРУКТУРНЫХ СХЕМ ПОДСТАНЦИЙ

Н.А. Агеев, Н.М. Космынина
Национальный исследовательский Томский политехнический институт

Проектирование структурных схем объектов электроэнергетической системы является одной из первоначальных задач при разработке электрической части электростанций и подстанций. Расчет эксплуатационных и аварийных режимов, выбор электрического оборудования – все выполняется для определенной конфигурации схемы. Поэтому на начальном этапе проектирования следует рассмотреть все возможные варианты схем в соответствии с исходными данными и произвести отбор оптимального варианта. Такой подход к проектированию назван оптимизацией структуры.

В докладе рассмотрено применение данного подхода для подстанции (ПС) с четырьмя распределительными устройствами (РУ): РУ220 кВ (высшего напряжения), РУ 110 кВ (среднего напряжения 1), РУ 35 кВ (среднего напряжения 2), РУ 10 кВ (низшего напряжения).

Первый этап. Проектирование вариантов связей между РУ на основе трехобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов (далее в тексте трансформаторов Т) – приведено в табл. 1.

Таблица 1

Варианты связей на основе трехобмоточных трансформаторов

Номер связи	Напряжение РУ в кВ				Наличие Т
	ВН, 220 кВ	СН1, 110 кВ	СН2, 35 кВ	НН, 10 кВ	
3.1	+	+	+	-	Есть
3.2	+	+	-	+	Есть
3.3	+	-	+	+	Есть
3.4	-	+	+	+	Есть

Пояснения к заполнению таблицы. Графа 1: первая цифра – 3 (число обмоток Т); вторая цифра – номер варианта связи от 1 до максимально возможного, всего возможно 4 варианта связей. Графы 2 – 5: знак "+" означает наличие связи,

отсутствие связи – знак "–". Графы с 1 по 5 будут одинаковыми для всех схем подстанций с четырьмя РУ вне зависимости от их напряжений. Последняя графа является результатом проектирования связей: на основании каталогов [1] и справочных данных [2] устанавливается наличие или отсутствие Т на данные напряжения (отмеченные в графах с 1 по 5 знаком "+").

Второй этап. Проектирование вариантов связей между РУ на основе двухобмоточных трансформаторов или автотрансформаторов (далее в тексте трансформаторов Т) – приведено в табл. 2. Особое пояснение по автотрансформаторам: могут быть применены как двухобмоточные автотрансформаторы, так и трехобмоточные с незадействованной обмоткой низшего напряжения. Последний случай имелся на одной из подстанций Томской энергосистемы, структурная схема которой рассматривалась в качестве одного из возможных объектов для проектирования.

Таблица 2

Варианты связей на основе двухобмоточных трансформаторов

Номер связи	Напряжение РУ в кВ				Наличие Т
	ВН, 220 кВ	СН1, 110 кВ	СН2, 35 кВ	НН, 10 кВ	
2.1	+	+	-	-	Есть
2.2	+	-	+	-	Нет
2.3	+	-	-	+	Есть
2.4	-	+	+	-	Есть
2.5	-	+	-	+	Есть
2.6	-	-	+	+	Есть

Пояснение к заполнению табл. 2 аналогично табл. 1. Отличие состоит в обозначении номера варианта связи (графа 1): первая цифра – 2 (число обмоток Т); вторая цифра – номер варианта связи от 1 до максимально возможного, всего возможно 6 вариантов связей. Далее также "+" означает наличие связи, "–" – отсутствие. В отличие от таблицы 1 здесь в любой строке всегда только два "+". Также следует отметить, что графы с 1 по 5 будут одинаковыми для всех схем подстанций с четырьмя РУ вне зависимости от их напряжений. И завершает проектирование результирующая графа 6, в соответствии с которой возможна реализация 5 вариантов связей на основе двухобмоточных трансформаторов.

Третий этап. Проектирование вариантов структурных схем ПС, содержащих трех- и двухобмоточные Т – приведено в табл. 3. Заполнение таблицы осуществляется на основе данных табл. 1 и 2, из которых берутся только те номера вариантов связей, которые обеспечиваются трансформаторами, выпускаемыми промышленностью.

В целях унификации в [3] на основе табл. 1 и 2 описаны все варианты возможных структурных схем; и проектировщику достаточно выбрать из них те, которые характеризуются наличием трансформаторов.

Таблица 3

Варианты структурных схем ПС
с трех- и двухобмоточными трансформаторами

Трехобмоточные Т				Двухобмоточные Т				Номера связи		Номер схемы
Напряжения РУ в кВ				Напряжения РУ в кВ				3-х Т	2-х Т	
ВН 220 кВ	СН1 110 кВ	СН2 35 кВ	НН 10 кВ	ВН 220 кВ	СН1 110 кВ	СН2 35 кВ	НН 10 кВ			
+	+	+	-	+	-	-	+	3.1	2.3	1
+	+	+	-	-	+	-	+	3.1	2.5	2
+	+	+	-	-	-	+	+	3.1	2.6	3
+	+	-	+	-	+	+	-	3.2	2.4	4
+	+	-	+	-	-	+	+	3.2	2.6	5
+	-	+	+	+	+	-	-	3.3	2.1	6
+	-	+	+	-	+	+	-	3.3	2.4	7
+	-	+	+	-	+	-	+	3.3	2.5	8
-	+	+	+	+	+	-	-	3.4	2.1	9
-	+	+	+	+	-	-	+	3.4	2.3	10

Четвертый этап. Проектирование вариантов структурных схем ПС, содержащих только двухобмоточные Т – приведено в табл. 4. Заполнение таблицы осуществляется на основе данных табл. 2, из которой берутся только те номера вариантов связей, которые обеспечиваются трансформаторами, выпускаемыми промышленностью.

И аналогично третьему этапу в [3] на основе табл. 2 описаны все варианты возможных схем только с двухобмоточными Т; и проектировщику достаточно выбрать из них те, которые характеризуются наличием трансформаторов.

Таблица 4

Варианты структурных схем ПС
только с двухобмоточными трансформаторами

Связь 1	Связь 2				Связь 3				Номера связи	Номер схемы
	ВН 220 кВ	СН1 110 кВ	СН2 35 кВ	НН 10 кВ	ВН 220 кВ	СН1 110 кВ	СН2 35 кВ	НН 10 кВ		
ВН-СН1	+	-	-	+	-	-	+	+	2.1-2.3-2.6	11
	+	-	-	+	-	+	+	-	2.1-2.3-2.4	12
	-	+	+	-	-	-	+	+	2.1-2.4-2.6	13
	-	+	+	-	-	+	-	+	2.1-2.4-2.5	14
	-	+	-	+	-	-	+	+	2.1-2.5-2.6	15
ВН-НН	-	+	-	+	-	-	+	+	2.3-2.5-2.6	16
	-	+	-	+	-	+	+	-	2.3-2.5-2.4	17
	-	-	+	+	-	+	+	-	2.3-2.6-2.4	18

Графическое изображение некоторых структурных схем ПС приведено на рис. 1.

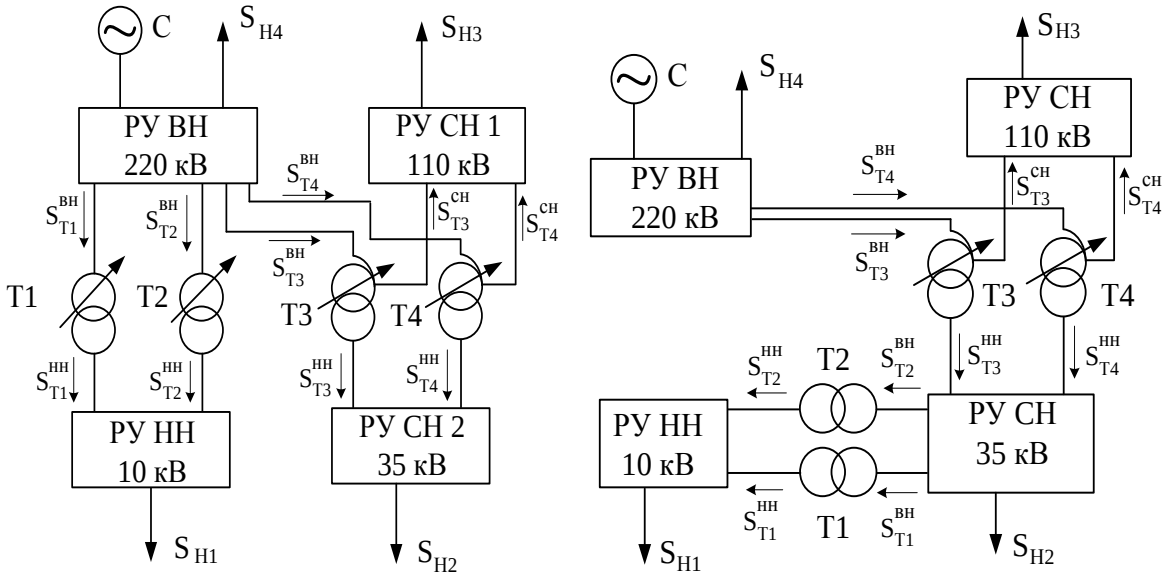


Рис. 1. Примеры структурных схем ПС: номера схем 1 и 3

Таким образом, по вышеприведённой методике составляются все возможные варианты структурных схем ПС с четырьмя РУ. В соответствии с [3] всего возможно 28 вариантов; с учетом заданных напряжений РУ – 18 вариантов.

Пятый этап – отбор вариантов по условию приемлемой двойной трансформации. Так, например, по этому признаку схемы с номерами 2, 5, 7, 8, 10 могут быть исключены из рассмотрения.

Предлагаемая методика проста, наглядна. Ее использование в учебном процессе позволит студенту самостоятельно спроектировать возможные варианты и провести анализ двойной трансформации в структурных схемах. ПС.

Дальнейшие действия по выбору оптимального варианта известны: расчет перетоков мощности; выбор трансформаторов; упрощенный (только трансформаторы) или полный с учетом электрических аппаратов) расчет приведенных затрат. Минимум приведенных затрат будет соответствовать оптимальному варианту.

Литература

1. Указатель. Каталоги и справочники по электротехнике на 01.01.2010 г. – М.: Институт промышленного развития (Информэлектро), 2010. – 220 с.
2. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материлы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
3. Космынина Н.М. Особенности проектирования электрической части подстанций: Методические указания. – Томск: Изд. ТПУ, 1989. – 46 с.

621.311+372.862

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ КУРСОВ «ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ» ДЛЯ ПРОФИЛЬНЫХ ГРУПП В РАМКАХ ПРОЕКТА «ШКОЛА – ВУЗ – ПРЕДПРИЯТИЕ» БЛАГОТВОРИТЕЛЬНОГО ФОНДА «НАДЁЖНАЯ СМЕНА»

Д.И. Близнюк, А.О. Плясунов
УрФУ, Благотворительный Фонд «Надёжная Смена», г. Екатеринбург

Что было. В 2007 году Благотворительный Фонд «Надёжная Смена» начал свою деятельность и запустил программу «Школа-ВУЗ-Предприятие» в Екатеринбурге. И в этом же году десятые классы Гимназии №47 и Лицея №130 начали участие в программе на уровне «Школа». За время учёбы в десятом и одиннадцатом классе для «первопроходцев» программы были проведены экскурсии на электроэнергетические предприятия Екатеринбурга (в т.ч. электростанции, подстанции, сетевые предприятия) и выезды развлекательного характера для знакомства с будущими коллегами своего и старшего возраста. Знание об отрасли на этом этапе было уровня «всё интересное ещё впереди». Отсутствие понимания при поступлении сыграло свою роль: из почти 30 человек, обучающихся в профильном классе Гимназии, кафедру Автоматизированных Электрических Систем выбрали только 8, а на текущий момент (начало пятого курса для самых старших ребят) активных участников программы Фонда осталось пятеро – результат хороший.

Что произошло. Чуть больше недели назад закончилась III Межрегиональная образовательная программа Летняя школа «Энергия Молодости» в Самаре. И начался третий год курсов для десятых классов «Введение в Электроэнергетику», которые студенты Кафедры Автоматизированных Электрических Систем Уральского Федерального Университета проводят в школах, идущих по программе Фонда. «Энергия молодости» упомянута не случайно, именно после Первой Летней Школы у нас появилась идея о проведении курсов для десятиклассников. Подробно информация о первом годе работы с десятыми классами излагается в сборнике докладов за 2012 год [1].

Далее – перерыв на лето и «Энергия Молодости 2012» в Екатеринбурге. Школьники, перейдя в одиннадцатый класс, продолжили обучение в стенах университета, новые десятиклассники начали обучение по имеющейся программе. Учебный год начался с корректировки действий, но серьёзное изменение было всего одно. В 2012-2013 учебном году в Гимназии №47 не нашлось школьников, заинтересованных в подобных курсах. Тем не менее, 14 учеников начали своё обучение в группе в 130-ом Лицее. Незначительным изменениям подверглась программа курса, также немного изменился подход к проведению лекций – на этот раз подготовкой и проведением занятий преподаватели занимались поочерёдно, через неделю (экономя время, столь необходимое на четвёртом курсе). Контрольные мероприятия также остались без изменений, но в отсутствии конкуренции со стороны другой школы они проходили менее активно. Весенняя защита рефератов проходила в Региональ-

ном диспетчерском управлении энергосистемы Свердловской области, в присутствии старших школьников, студентов кафедры АЭС и руководителей Свердловского РДУ. Конкурс Инженерных Решений прошёл в конце года, и главным нововведением стало изначальное разбиение работ на три номинации – изготовленные полностью самостоятельно, на базе готовых микроэлектронных деталей, модели электроустановок. Связано это было со сложностью определения победителя на прошедшем на Летней Школе финале КИР, первые три места разделили как раз работы из трёх категорий, которые невозможно было сравнить друг с другом.

Из начального состава группы до КИР и окончания занятий дошли 11 человек. Результаты конкурса в этом году были не столь впечатляющими, как в прошлом: на «Энергию молодости» отправились 7 человек (64% против 100% в прошлом году). Ситуация была проанализирована, были сделаны важные выводы: необходимо более тесно работать со школьниками, следить за промежуточными результатами подготовки, стимулировать их активную творческую деятельность для достижения максимальных результатов, ведь они ещё не привыкли к полностью самостоятельной работе.

Лето 13-го года также отметилось поступлением в Уральский Федеральный Университет тех школьников, которые обучались с десятого класса. Из первоначальных 20 к концу первого года обучения остались 14, документы на поступление в Уральский Энергетический Институт подали 10, из них поступило 8 человек (7 на кафедру АЭС). Прогнозировать их будущие успехи в учёбе на данном этапе затруднительно, однако все они побывали на последней Летней Школе, и в целом у них просматривается сильная тяга к энергетике и вовлечённость в деятельность Фонда. Если сравнивать с показателями при самом первом поступлении, картина получается следующая: на специальности, интересные Фонду на данном этапе, в первое поступление прошли 8 из 30 участников программы, 27%. В этом году – 7 из 14, 50%. Именно это можно считать самым большим достижением данных курсов.

Что будет дальше. На прошедшей Летней Школе участники обсудили возможность продолжения такой практики в других регионах, в школах Самары, Ставрополя и Новочеркасска. Студенты, перешедшие на второй и третий курс в этих городах, оказались заинтересованы в проведении подобных занятий, с соответствующей корректировкой формата и программы под конкретные условия в школах и университетах. Также произошёл обмен опыта с преподавателями Томского Политехнического Университета и Лицея при ТПУ. В связи с тем, что курсы эти изначально планировались как сотрудничество и, возможно, шефство над учениками, а не преподавание в привычном виде, в Екатеринбурге в этом году за курсы возьмётся уже следующее поколение «Фондовцев», студенты второго курса кафедры АЭС. На текущий момент (начало сентября 2013 года) они адаптируют программу курсов под себя, договариваются с руководством школ и готовятся провести презентации образовательной программы.

Для бывших преподавателей пришло время перейти на новый этап. Занятия со школьниками должны проводить студенты младших курсов, чтобы самим в процессе подготовки узнать как можно больше нового, и приобрести опыт преподава-

ния как можно раньше. Опять же, на младших курсах программа обучения студента не настолько насыщена специальными предметами, как на старших, есть время, чтобы втянуться. На этих курсах должно быть постоянное обновление состава преподавателей, чтобы рассказываемый материал не превращался в заученный текст, а по-прежнему был живым и простым для понимания. Главная задача на сегодня – координировать действия групп в разных городах, помогать советом и опытом, оценивать продвижение и возможности школьников из разных регионов.

Также, не стоит забывать о главной проблеме – отсутствие работы со студентами младших курсов в рамках программ Фонда. Попадая в университет и ожидая интересных занятий, первые два года они вынуждены повторять школьный курс и терять полученные знания. Соответственно, необходимо в первую очередь продумать взаимодействие именно с ними, формат и программу. И, забегая вперёд, начать думать над тем, как привлечь уже выпустившихся студентов кафедры к работе со старшекурсниками, чтобы реализовать взаимодействие программы «Школа-ВУЗ-Предприятие» на всех этапах.

Выводы.

Основные итоги для школьников:

- определённость с будущим университетом, институтом (факультетом) и профессией;
- новое хобби;
- знакомство со старшими коллегами, студентами, ребятами из других городов;
- возможность выхода со своими работами на уровень района, города, страны.

Основные итоги для студентов-преподавателей:

- бесценный опыт преподавания, организаторские навыки и навыки выступления;
- углублённое изучение вопросов, с которыми ещё придётся столкнуться;
- работа с преподавателями кафедры, Фондом, новыми участниками программы.

Основные итоги для кафедры, Фонда:

- эффективный расход ресурсов (за счёт отбора участников на раннем этапе);
- подготовка заинтересованных в энергетике и науке студентов (из школьников);
- подготовка будущего преподавательского персонала профильных кафедр (из числа студентов Фонда);
- реализация программы «Школа-ВУЗ-Предприятие» силами не только самого Фонда, но и его участников, как следствие – большая отдача самих же участников.

Литература

1. Электроэнергетика глазами молодёжи: Научные труды III международной научно-технической конференции: сборник статей. В 2 т. – Екатеринбург: УрФУ, 2012. – Т. 2. – С. 579-583.

УДК 621.311:378.147

ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ПОДГОТОВКЕ ЭНЕРГЕТИКОВ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

И.В. Богданов, Н.П. Хромов, А.Г. Сошинов
Камышинский Технологический Институт (филиал)
Волгоградского государственного технического университета, г. Камышин

В современных условиях отрасль «Электроэнергетика» играет стратегическую роль в подъеме экономики России, поэтому руководство страны обращает на эту отрасль особое внимание и предъявляет повышенные требования к вопросам по обеспечению надежности и качества электроснабжения потребителей. Наиболее целесообразным решением вопросов в сложившейся экономической обстановке России является внедрение инновационных технологий отечественных разработок, адаптированных к существующему оборудованию электросетевого комплекса.

В настоящее время весьма актуальной в мировой практике является организация выполнения работ по эксплуатационному обслуживанию распределительных сетей под рабочим напряжением.

Достоинство метода ремонта воздушных линий электропередачи является то, что он приносит значительный экономический эффект благодаря исключению недоотпуска электроэнергии потребителям и снижения потерь энергии, неизбежном при ремонте с отключением линий. При ремонте на неотключенных линиях требуется меньше ремонтного персонала, так как работы на различных участках линии могут производиться в разное время, а не одновременно, как при ремонтах с отключением линий.

По данным международной организации труда (МОТ) каждый день в мире на рабочих местах погибает около 6000 человек. 20% черезвычайных происшествий, происходящих на производстве, происходят по вине персонала и основными причинами являются:

- отсутствие или недостаток обучения персонала;
- отсутствие у работников необходимого опыта;
- несоблюдение или игнорирование правил и инструкций;
- упущение менеджмента в организации и управлении технологическим оборудованием и производственным персоналом;
- работа персонала под давлением менеджмента;
- повышенная усталость или ухудшенное состояние здоровья работников;
- неудовлетворительные психофизиологические показатели работников;
- отсутствие или недостаточность систем контроля, которые учитывали бы и предотвращали возможности отдельных ошибок персонала (рис.1.)

Среди факторов, обусловленных человеческим фактором и непосредственно влияющих на возникновение травмоопасных ситуаций, следует выделить недостаточные навыки выполнения технологических операций. В этой связи весьма актуальным является подготовка электротехнического персонала способного выполнять работы под напряжением.[1]

Рис. 1. Распределение причин (факторов) возникновения травмоопасных ситуаций

Стратегической целью ПРН является резкое снижение электротравматизма до уровня стран Евросоюза, при этом решаются задачи надёжности, качества электроснабжения потребителей и эффективного управления производством и его активами.

Учитывая актуальность этих задач и их государственное значение, по инициативе ректора Волгоградского Государственного технического университета, академика Ивана Александровича Новакова, при филиале «Камышинский технологический институт» организован «Инжиниринговый центр инновационных технологий» (далее ИЦИТ), в состав которого вошел «Учебно-тренировочный центр» (далее УТЦ).

Помимо проведения теоретического и практического обучения электротехнического персонала с последующей аттестацией на предоставление права производства работ под напряжением ИЦИТ одной из приоритетных задач была постав-

лена обучения инженеров-электриков нового поколения. Ввиду сложившийся в течение последних 50 лет технологии обслуживания электросетевого хозяйства со снятием напряжения, технология ПРН подавляющим большинством энергетиков воспринимается «в штыки». Однако европейская практика применения технологии ПРН показывает полное отсутствие смертельных случаев против известной всем российской практики. Известная поговорка французских энергетиков – «лучше работать, зная, что напряжение есть, чем быть неуверенным, что оно отсутствует» – прямо говорит о высокой опасности работ со снятием напряжения. [1]

Камышинским технологическим институтом впервые в известной российской и мировой практике была разработана и утверждена нормативно-техническая документация и программы по обучению студентов технологии ПРН, в результате чего уже заканчивает обучение первая бригада в составе 4-х человек и приступила к обучению вторая.

В процессе обучения студенты проходят жесткий психологический отбор, курсы оказания первой доврачебной медицинской помощи, а также получают теоретические знания и практические навыки производства работ под напряжением.

В соответствии с разработанной программой по подготовке электротехнического персонала по выполнению работ под напряжением в электроустановках до 1000 В, студенты проходят курсы «Теоретических основ производства работ в электроустановках под напряжением» и «Технологии производства работ в электроустановках без снятия напряжения»

«Учебно-тренировочный центр», включающий в себя открытый и закрытый учебно-тренировочные полигоны, включающие в себя полный комплекс рабочих мест для наиболее часто встречающихся в практической деятельности работ. Причем элементы ВЛ закрытого учебно-тренировочного полигона выполнены высотой, позволяющей проводить обучение персонала без подъема на опору. Всё оборудование на учебно-тренировочных полигонах находится под рабочим напряжением и оснащено контрольными устройствами, позволяющими фиксировать ошибки, допускаемые при выполнении работы и обеспечивающими полную защиту персонала от поражения электротоком. Закрепление навыков и сдача нормативов на допуск к ПРН проходит на открытой часть УТЦ, в результате чего выдаются документы государственного образца с присуждением квалификации «Работ под напряжением в действующих электроустановках»

Результатом данного обучения является подготовка инженеров-электриков нового поколения, осознающего необходимость применения ПРН, навыками которого является полная взаимоответственность за всех членов состава бригады и за свою безопасность в частности.

Литература

1. Богданов В.В., Хромов Н.П., Сошинов А.Г. Подготовка энергетиков нового поколения // Технические науки – от теории к практике: материалы XX международной заочной научно-практической конференции. (17 апреля 2013 г.). – Новосибирск: Изд. «СибАК», 2013. – 172 с.

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ ЛЕТНЯЯ ШКОЛА «ЭНЕРГИЯ МОЛОДОСТИ» КАК СПОСОБ ПОДГОТОВКИ КАДРОВОГО РЕЗЕРВА ОАО «СО ЕЭС», МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОТНОШЕНИЙ И ВНУТРИКОРПОРАТИВНЫХ СВЯЗЕЙ

Р.Ж. Жумангалиева
Национальный исследовательский Томский политехнический университет

В современных условиях одним из важнейших направлений совершенствования системы управления персоналом является работа с кадровым резервом. Меняющиеся условия внешней среды обуславливают необходимость четкого построения системы формирования кадрового резерва.

Кадровый резерв – это группа сотрудников, потенциально способных к руководящей деятельности, отвечающей требованиям, предъявляемым должностью того или иного ранга, подвергшихся отбору и прошедших систематическую квалификационную подготовку [1, с.57]

История создания. Формирование кадрового резерва является стратегически важной задачей для компаний, поскольку существует ряд стандартных причин, таких как предотвращение кадрового «голода», мотивация персонала, возможность сохранения знаний и опыта в компании, поиск новых талантов, экономия средств.

Именно поэтому Благотворительный фонд «Надежная смена» при поддержке ОАО «Системный оператор Единой Энергетической системы» с 2007 года реализует долгосрочный образовательный проект «Школа-Вуз-Предприятие». Итоговой целью проекта является содействие в подготовке кадрового резерва: будущих специалистов для электроэнергетики – лучших в своей профессии. [2]

В 2011 году Фонд начинает реализацию нового уникального проекта – Межрегиональная летняя школа «Энергия молодости» («ЭМ»), первые две встречи проходят поочередно в г. Томске и г. Екатеринбурге.

Настоящее время. Летом 2013 года в г. Самаре завершилась третья образовательная программа «Энергия молодости», направленная на профессиональную ориентацию школьников и студентов посредством погружения их в электроэнергетическую проблематику, популяризации интерактивных форм обучения проектной деятельности и усиления интереса к научно-техническому творчеству.

В программе приняли участие учащиеся «энергетических» классов Екатеринбурга, Новочеркасска, Пятигорска, Ставрополя, Самары, Томска и студенты профильных институтов и факультетов Уральского федерального университета, Национального исследовательского Томского политехнического университета, Самарского государственного технического университета, Северо-Кавказского федерального университета, Южно-Российского государственного технического университета. Возраст участников – от 16 до 22 лет, количество 87 человек.

Организационная структура города «ЭМ» как способ моделирования внутрикорпоративных связей. Управление городом осуществляет Глава города, который выбирается жителями города посредством голосования. Также существует

5 руководящих должностей для начальников департамента города. Сам город «ЭМ» представлен делегациями из 4 регионов (шесть городов) России, при этом после микса всех участников в первый день после заезда формируются четыре ОДУ: ОДУ Волги, ОДУ Урала, ОДУ Сибири, ОДУ Юга. Культурную и спортивную программу участники проходят вместе со своим ОДУ, где распределение по обязанностям происходит самостоятельно участниками ОДУ. Работа участников смены в условиях, приближенных к реальным, дисциплинирует и учит функционировать как единый организм со своей командой: слаженно, точно и быстро. На данный момент подобная структура используется уже 3 год подряд, опираясь на отзывы участников, можно сделать вывод о достаточно эффективной ее работе.

Образовательная программа как способ подготовки кадрового резерва ОАО «ЕЭС». Согласно определению в кадровый резерв должны входить потенциальные управленцы, отвечающие предъявляемым требованиям. Главным требованием к специалистам-электроэнергетикам как к представителям стратегически важной отрасли является высшая степень профессионализма. В связи с чем образовательная программа в Летней школе является крайне насыщенной. Особенностью школы 2013 года было разделение программы на образовательные блоки в зависимости от возрастной группы.

Для студентов старших курсов, обладающих довольно большим запасом знаний, были разработаны индивидуальные задания, связанные с расчетом уставок релейной защиты, анализом установившихся режимов и некоторыми вопросами, касающимися эксплуатации трехфазных машин переменного тока. Кроме того, в рамках лабораторного практикума студентами проводилось энергетическое обследование (энергоаудит) площадки, на которой проходила Летняя школа.

Для студентов, закончивших первый и второй курс энергетических вузов, был предназначен блок программы, заключающийся в решении практических задач, которые основаны на знании курса «Теоретические основы электротехники» (ТОЭ), «Электрические машины», «Микроэлектроника».

Самые младшие участники «Энергии молодости» проектировали «Город будущего», опираясь на предоставленные исходные данные: общие сведения (расположение, площадь территории, количество жителей, нормативы потребления электроэнергии, воды, газа и т.п.), потребность в энергии и энергоносителях, источники энергии, годовые финансовые ресурсы энергетики.

В рамках практикума была организована защита научных проектов, вышедших в финал Межрегионального Конкурса инженерных решений. Конкурс инженерных решений – еще один образовательный проект «Надежной смены», проводится фондом с 2012 года среди учащихся 10-х классов профильных учебных заведений, принимающих участие в программе «Школа–Вуз–Предприятие». Конкурс направлен на приобщение старшеклассников к научно-техническому творчеству и является отборочным этапом для участия в Летней школе «Энергия молодости».

Последний блок образовательной программы включал в себя лекционные занятия. К содержательному лекционному курсу прилагалась насыщенная экскурсионная программа, в рамках которой у участников была возможность ознакомиться с одним из главных энергообъектов ЕЭС России – частотоведущей станцией Жигулевская ГЭС, регулирующей частоты и мощности в Европейской части энергоси-

стемы России. Более того были включены экскурсии на Куйбышевскую ПС и Самарскую ТЭЦ. Сотрудники указанных энергообъектов провели полноценные экскурсии, учитывая при этом возраст и уровень подготовки участников, терпеливо объясняя сложные технические моменты и показывая самые интригующие места электростанций, в которых не каждому студенту довелось побывать, например, градирня на ТЭЦ и шахта турбины на ГЭС.

Система мотивации как способ моделирования производственных отношений. Единая концепция работы этой системы заключается в том, что каждый участник автоматически получает должность монтера и стартовую ставку в этой должности. Ежедневно по итогам работы Научно-технический центр, представленный кураторами учебных программ, определяет кандидатов на повышение в должности и подает соответствующую информацию в расчетный центр Центрального Банка для начисления оплаты за выполненный труд. Кроме того, работает система бонусов, работу которой контролируют сотрудники Научно-технического центра: по итогам смены преуспевающие граждане города, а также самые активные члены ОДУ и команды ОДУ премируются. Итоговые премии в виде «зарплаты» можно обменять на ценные призы в ходе завершающего смену аукциона.

В качестве примера приведем работу системы мотивации для школьников. Самые младшие участники, получив задание, работали в автономных командах под руководством своих консультантов. При этом работа каждого участника оценивалась консультантами по степени участия в проекте, наличию необходимых знаний и стремлению получить новые. Объем заданий на один рабочий день участники определяли самостоятельно, что позволило им проявить или обрести навыки планирования задач для выполнения крупного проекта и времени, необходимого для их реализации. Распределение обязанностей и круга работ для каждого из участников команды было проведено внутри проекта самостоятельно самими участниками. Ежедневная работа и скорость продвижения по плану являлись основными критериями для успешной аттестации и дальнейшего роста по карьерной лестнице. Основным результатом ежедневной многочасовой работы участников являлась итоговая многоэтапная презентация своего проекта на рабочей базе каждого из ОДУ, освещающая все аспекты его реализации: от начального до самого конечного. Данная презентация оценивалась основными преподавателями смены и специалистами Филиала «СО ЕЭС» ОДУ Средней Волги в присутствии всего сообщества лагеря: при этом важным являлась как общая концепция, степень проработки технической и других сторон функционирования проектируемого объекта, так и уровень, идея, формат итоговой презентации.

Выводы. На заключительном совещании руководители образовательной программы, руководители-тренеры, кураторы проекта «Город будущего» и студенты старших курсов обсуждали вопросы эффективности и развития программы Летней школы на следующий год. Был произведен обмен мнениями о каждом из образовательных блоков, в результате чего было признано, что все запланированные блоки образовательной программы летней школы «Энергия молодости – 2013» были успешно реализованы. Система стимулирования и оплаты труда была признана успешной. (Для повышения её эффективности следует формализовать сбор данных, разработать соответствующие опросные листы и формы). Необходимо подчеркнуть

высокую образовательную и мотивационную эффективность проведения экскурсий на энергообъекты и сделать акцент на высокой образовательной эффективности мобильных практикумов, проводимых В.В.Шестаковой и ее консультантами (курс «Электромеханика») и М.О.Скрипачёвым (курс «Микроэлектроника»).

Также было решено, в качестве базового практического блока ввести программу проектирования «Город будущего», при этом проектирование должны осуществлять школьники и студенты одновременно в единой команде. Необходимо развивать опыт мобильных практикумов по системе «Электромеханика» и «Микроэлектроника», где в учебной группе проводит занятие один преподаватель для группы до 5-ти человек. Следует ввести программу проведения энергоаудита как обязательную для обучения в составе программы Школы. Расставить акценты на чтение нестандартных «общеобразовательных» лекций. Для обеспечения режима Школы и расписания образовательной программы, в отношении учащихся и участников Школы, ввести систему штрафных санкций. Для выполнения указанного мероприятия назначить адъютанта из числа студента старшего курса.

Заключение. Энергетика – крайне динамично развивающаяся отрасль, в связи с чем правильно сформированный кадровый резерв, состоящий из молодых, грамотных, неравнодушных и пытливых специалистов, является ресурсом, определяющим успешное развитие, конкурентоспособность и процветание отрасли в новых экономических условиях.

Литература

1. Дятлов В.А., Травин В.В. Основы кадрового менеджмента. – М: Дело, 2003. – Т.1. – 336 с.
2. О фонде. [Электронный ресурс]//Официальный сайт Благотворительного фонда «Надежная смена» URL: http:// www.fondsmena.ru (дата обращения: 31.08.2013)

УДК 35.085.6

ВНЕДРЕНИЕ БАЛЛЬНО-РЕЙТИНГОВОЙ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО УРОВНЯ ПОДГОТОВКИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА КАК ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОНТРОЛЬНО-ОЦЕНОЧНОЙ ФУНКЦИИ УПРАВЛЕНИЯ ФИЛИАЛА ОАО “СО ЕЭС” ОДУ ЮГА

Д.В. Ковтун, А.С. Хорунжая
Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга, г. Пятигорск, СКФУ, г. Ставрополь

Деятельность оперативного персонала чрезвычайно многогранна и требует высокого уровня профессионального мастерства. В соответствии с методикой контроля производственной деятельности и профессионального уровня подготовки сотрудников трудовая деятельность диспетчерского персонала включает в себя:

- Ведение оперативных переговоров;
- Ведение форм диспетчерской отчетности;
- Участие в контрольных противоаварийных тренировках;

- Прохождение специальной подготовки;

- Прохождение квалификационной проверки.

Приказ № 49 от 19.02.2000г. “Об утверждении Правил работы с персоналом” определяет как одну из функций управления проверку знаний, норм и правил персонала, трудовая деятельность которого связанна с оперативно - диспетчерским управлением.

Введение контрольных санкций за качеством производственной деятельности и уровень подготовки лиц, осуществляющих профессиональную активность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике, стало необходимым и закономерным шагом в развитии нормативной базы отрасли.

Оценка персонала представляет собой систему периодической проверки труда сотрудника за отчетный период (месяц, квартал, год), оценку соответствия его компетенций и навыков, отношения к своим обязанностям и организационным ценностям корпорации.

Оценивание профессиональных знаний и навыков персонала позволяет определить уровень компетенции сотрудника, своевременно выявить недостатки его подготовки, оценить результат труда, наметить пути совершенствования трудовой деятельности.

Оценка персонала должна проводиться в форме систематического формализованного контроля эффективности деятельности и профессионально значимых личностных качеств работников, т.е. осуществляться согласно заданным критериям соответствия требованиям должностных инструкций работников и локальных нормативных актов, устанавливающих цели и задачи профессиональной деятельности персонала Филиала ОАО « СО ЕЭС» ОДУ Юга.

Методика контроля проверки знаний будет эффективной, если проводится с установленной периодичностью и имеет относительно равномерный характер, что в целом позволит объективно оценивать текущую эффективность работы сотрудников.

Однако существующие требования директивных документов позволяют контролировать уровень знаний оперативно-диспетчерского персонала только при проведении специальной подготовки, прохождении квалификационной проверки, ведении оперативных переговоров, т.е. сегментарно, что, на наш взгляд, снижает эффективность контрольно-оценочных мероприятий и не дает полной картины. Данный факт обусловливает необходимость обновления системы оценки персонала организации путем оптимизации оценочных процедур посредством использования новых, более прогрессивных методик.

В современной практике управления существуют различные типы и методики оценки персонала, такие как:

-Assessment -центр;

-оценка сотрудника с помощью тестирования;

-методика “360 градусов”;

-собеседование.

Остановимся коротко на каждой из методик.

Так, **Assessment** – большое мероприятие, которое позволяет достаточно точно установить развитие компетенций у сотрудников. Как правило, оно длится не менее двух дней и требует большого количества наблюдателей. К **достоинствам**

Assessment центра мы относим большую точность, возможность проверить персонал по всей модели компетенции, высокую объективность оценки. К числу **недостатков Assessment центра** можно отнести относительно высокую стоимость метода, вызванную привлечением большого количества профессиональных наблюдателей и экспертов.

Метод "360 градусов" – альтернатива Assessment – центрам – инструмент, который основан на структурированном описании оцениваемого его коллегами. **Достоинства "Метода 360 градусов"** заключается в невысокой стоимости, компактности во времени. К **недостаткам** мы относим невысокую точность связанную, с тем, что инструмент работает при слабо выраженных неформальных отношениях в компании. Малейшая политизация приводит результаты за пределы верификации и снижает уровень объективности.

Тестирование – инструмент, основанный на структурированном опросе, с однозначным толкованием ответов. В тестировании должны применяться не один или два теста, а батареи тестов с различной методологической основой. **Достоинства тестирования** в невысокой стоимости, компактности во времени, простой организация. **Недостатки тестирования** заключаются в сложности верификации ответов, поскольку компетенция – это поведение, а не то, как оцениваемый считает нужным поступать, так что – тестирование это скорее оценка устремлений, чем поведения.

Собеседование – наиболее широко применяемый метод отбора и оценки кадров, основная цель которого заключается в составлении развернутой характеристики собеседника или сравнения кандидатов на должность, а также уже действующих сотрудников. К числу **достоинств** можно отнести структурированную характеристику данной методики, возможность дополнительных уточнений и корректив беседы, личное участие. К числу **недочетов**, как правило, относят субъективный характер метода, невозможность в рамках одной беседы проанализировать профессиональную компетенцию и навыки.

Все эти мероприятия позволяют регулярно и системно контролировать уровень профессиональной подготовки диспетчерской команды. Но не каждый из вышеуказанных методов позволяет **объективно и эффективно** оценить результат аттестации отдельного сотрудника.

Наиболее эффективной методикой, позволяющей повысить объективность оценки профессиональных достижений персонала и более точно оценить качество профессиональных знаний и навыков, является балльно-рейтинговая система, безусловным плюсом которой, мы считаем, также возможность совмещения в рамках одной методики всех ранее обозначенных процедур (тестирование, собеседование, анализ конкретных ситуаций, решение проблемных задач и т.д.).

Кроме того, благодаря показателям по контрольным мероприятиям, накопленному и фактическому рейтингу можно отследить динамику процесса обновления теоретических и практических знаний работников по отдельно взятым направлениям и в комплексе.

Рассмотрим порядок определения рейтинга на примере прохождения специальной подготовки.

При прохождении специальной подготовки оценивается качество усвоенного материала диспетчерским персоналом и наличие приобретенных навыков.

Выставление рейтинга производится ежемесячно работниками (из состава ОДС, СЭР, СРЗА, СОПРиСР), ответственными за проработку указанной в программе специальной подготовки темы с обязательной фиксацией результатов опроса в индивидуальной программе спецподготовки. Оценивание каждой темы проводится путем получения ответов на контрольные мероприятия.

За прохождение каждого контрольного мероприятия работнику начисляется определенное количество баллов в соответствии с результатом выполнения задания.

Максимальный балл определяет максимально возможное количество баллов за прохождение одного контрольного мероприятия.

Нормативный минимальный рейтинг устанавливает минимальный балловый порог.

Нормативный максимальный рейтинг устанавливает максимальный балловый порог.

Накопленный рейтинг предусматривает сумму баллов, полученных сотрудником за прохождение контрольных мероприятий по каждому направлению трудовой деятельности диспетчерского персонала.

Фактический рейтинг определяется путем суммирования накопленных рейтингов по каждому направлению трудовой деятельности диспетчерского персонала.

Отрицательный рейтинг данная система оценки не предусматривает.

Проведенный нами анализ позволил заключить, что и это прогрессивные оценочные методики, использованные в отдельности, не могут в полной мере считаться эффективными и объективными. Наиболее удачное их совмещение возможно в рамках балльно-рейтинговой системы, благодаря показателям которой, (накопленный и фактический рейтинг) можно отследить динамику процесса обновления теоретических и практических знаний работников, составить комплексное представление об уровне компетентности группы или отдельно взятого сотрудника.

Можно с уверенностью сказать, что на сегодняшний день рейтинговая система контроля и оценки знаний обеспечивает систематическую, максимально мотивированную работу персонала.

Это подтверждается тем, что при внедрении рейтинговой системы в аттестационный процесс создаются следующие преимущества в обучении:

-оценка персонала становится адресной и более объективной;

- обучение становится личностно - ориентированным;

- рейтинговая система позволяет работнику перейти от процесса оценивания к самооценке, т.е. самому оценивать свои способности и возможности, что стимулирует его на добросовестную работу в течение всего периода обучения.

Реализация балльно-рейтинговой системы оценки позволит улучшить качество профессиональной деятельности путем постоянного контроля и своевременной корректировки объема необходимых компетенций диспетчерского персонала Филиала ОАО “СО ЕЭС” ОДУ Юга и создать саму процедуру оценивания более прозрачной и системной.

Литература

1. Об утверждении правил работы с персоналом: Приказ от 19 января 2000 № 49 // Зарегистрировано в Министерстве юстиции Российской Федерации 16 марта 2000 года, регистрационный № 2150
2. Об улучшении качества профессиональной подготовки и поддержании квалификации диспетчерского и дежурного персонала ОДС: Приказ от 31 мая 2012 № 148 // Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга

3. Об организации работы с персоналом в Филиале ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга: Приказ от 29 декабря 2012 № 372 // Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга
4. Методика контроля производственной деятельности и профессионального уровня подготовки диспетчерского персонала Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга // Филиал ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Юга
5. Даринская В.М. Оценка и развитие персонала методом «Ассессмент центр» / В.М. Даринская, И.Н. Чаплыгин. – Речь, 2008. – 118 с.

УДК 621.311

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ КАЧЕСТВА РАБОТ ЭЛЕКТРОМОНТЁРА-КАБЕЛЬЩИКА В ГОРОДСКОЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

А.В. Коржов, М.Е. Коржова
Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет), г. Челябинск

Одной из острых проблем при диагностических и ремонтно-восстановительных работах в городских кабельных распределительных сетях является качество выполненных работ [1, 2]. Для выбора наилучшей альтернативы электромонтёра-кабельщика при ремонте кабеля (монтаже муфт) ранее нами был использован, в том числе, метод экспертных оценок [1], где была выбрана следующая шкала оценок важности критериев: «Равноценны» – 1; «Чуть важнее» – 2; «Важный» – 3; «Заметно важнее» – 4; «Намного важнее» – 5. Алгоритм предложенного метода оценки приведён на рис.1.

Рис. 1 Этапы выбора наилучшей альтернативы среди электромонтёров-кабельщиков

В рамках данной статьи рассмотрим пятый этап представленной методики.

Ставим задачу построения функций принадлежности нечётких чисел, приблизительно равных некоторому чёткому числу, при решении которой используются результаты экспертного опроса.

При построении функции принадлежности чисел, приблизительно равных некоторому числу *K*, можно использовать функцию:

$$\mu_K(u) = e^{-\alpha(K-u)^2}, \quad (1)$$

где α зависит от требуемой степени нечёткости $\mu_K(u)$ и определяется из выражения:

$$\alpha = \frac{4\ln 0{,}5}{\beta^2},$$

здесь $\beta-$ расстояние между точками перехода для $\mu_K(u)$ т.е. точками, в которых функция вида (1) принимает значение 0,5.

Таким образом, задача построения $\mu_K(u)$ для некоторого числа сводится к отысканию параметров *a* и *b*, чтобы затем можно было определить $\beta(x)$, с помощью $\beta(x)-\alpha$ и, используя α, построить $\mu_K(u)$.

Будем пользоваться следующей таблицей расстояний между точками перехода [3]:

Таблица 1

Расстояние между точками перехода

x	*β(x)*
1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9	0,46·x
5	2,8

Итак, для случая *K*=1 («Равноценны») имеем:

$$\mu_1(x) = e^{-\alpha(1-x)^2},$$

$$\alpha = -\frac{4\ln 0{,}5}{\beta^2(1)} = -\frac{-4\ln 0{,}5}{0{,}46^2} = 12{,}895;$$

$$a = K - \frac{\beta(K)}{2} = 1 - \frac{0{,}46}{2} = 0{,}77; \quad b = K + \frac{\beta(K)}{2} = 1 + \frac{0{,}46}{2} = 1{,}23.$$

Точки a и $b-$ точки перехода. Следовательно, функция принадлежности имеет вид:

$$\mu_1(x) = e^{-12{,}895(1-x)^2}.$$

Графическое представление полученной функции принадлежности представлено на рис. 2.

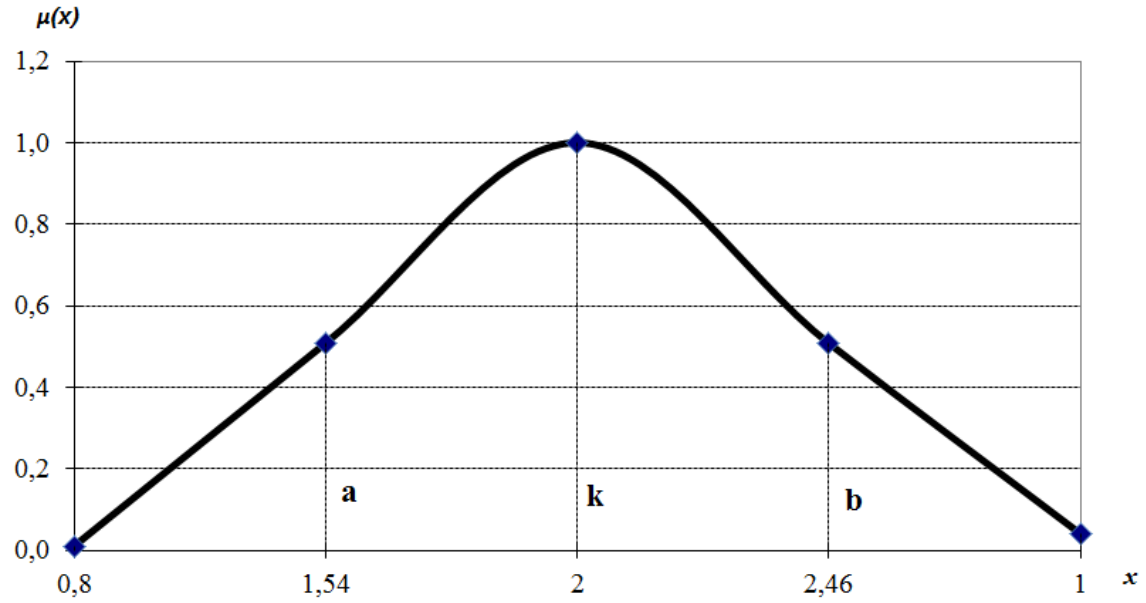


Рис. 2. Функция принадлежности нечёткого множества, соответствующего точечной оценке «РАВНОЦЕННЫ»

Рассматривая и проводя аналогичные вычисления для других экспертных оценок важности попарного сравнения критериев, т.е. для случаев $K = \overline{2,5}$ получим следующие функции принадлежности (табл. 2):

Таблица 2

Функции принадлежности шкалы важности критериев

K	Экспертная оценка	Функция принадлежности
2	«Чуть важнее»	$\mu_2(x) = e^{-3,224(2-x)^2}$.
3	«Важный»	$\mu_3(x) = e^{-1,433(3-x)^2}$.
4	«Заметно важнее»	$\mu_4(x) = e^{-0,806(4-x)^2}$.
5	«Намного важнее»	$\mu_5(x) = e^{-0,348(5-x)^2}$.

Графическое представление функций принадлежности в соответствии с табл. 2 представлены на рис. 3.

Поскольку реализация любой альтернативы предполагает наступление некоторых последствий, анализ и оценка которых по векторному критерию эффективности полностью характеризует альтернативу, задача выбора наилучшей альтернативы (электромонтёра) очень актуальна. Тем более, перспективным направлением разработки методов принятия решений при нечёткой исходной информации является лингвистический подход и его применение для оценки качества работ электромонтеров-кабельщиков, влияющего на надежность эксплуатации городской кабельной распределительной сети.

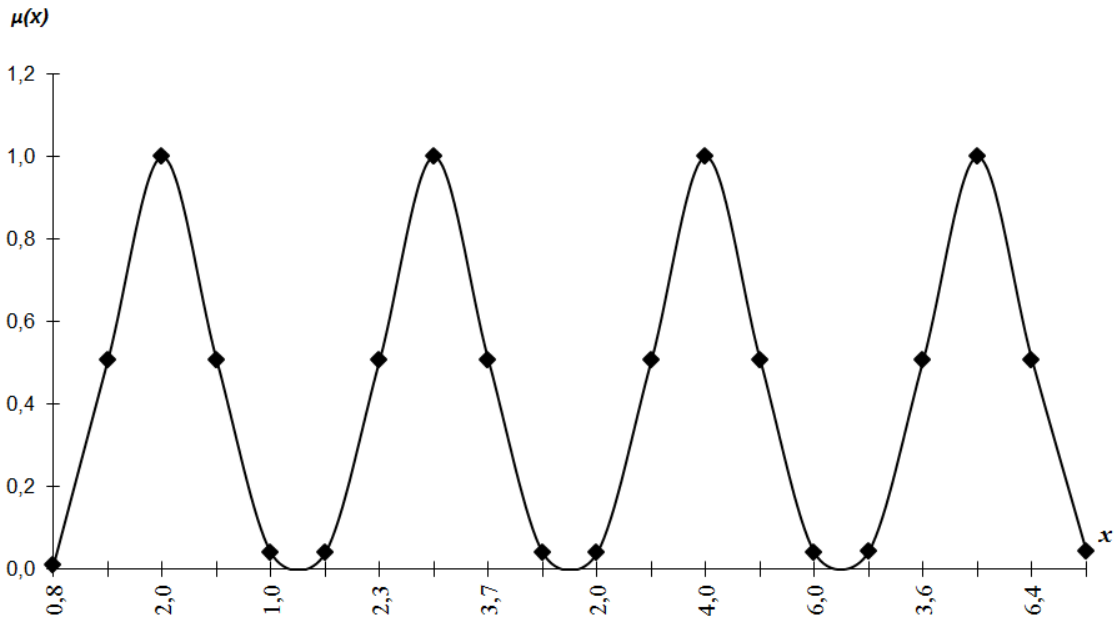


Рис. 3. Графическое представление функции принадлежности шкалы важности критериев

Литература

1. Коржов, А.В. Методы и модели оценки состояния изоляции и электробезопасности кабельных линий 6(10) кВ городских электрических сетей: монография / А.В. Коржов, А.И. Сидоров. – Челябинск: «Издательский центр ЮУрГУ», 2009. – 252 с.
2. Коржов, А.В. Математическая модель повреждаемости изоляции силовых кабельных линий городских электрических сетей [Текст] / А.В. Коржов, А.И. Сидоров, Е.Ю. Юрченко, А.Б. Николаевский // Электрические станции. – 2008. – № 8. – С. 40-47.
3. Борисов, А.Н. Принятие решений на основе нечетких моделей: Примеры использования [Текст] / А.Н. Борисов, О.А. Крумберг, И.П. Федоров. – Рига: Зинатне, 1990. – 184 с.

УДК 621.311

РЕШЕНИЕ ПРИКЛАДНЫХ ЗАДАЧ С ПОМОЩЬЮ УЧЕБНОЙ БАЗЫ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

А.А. Куликов, С.А. Шевчук, О.М. Котов
Уральский федеральный университет имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург

Цель доклада – краткое описание процесса создания и модернизации учебной базы потребителей электрической энергии, а также её применение для решения практических задач энергоучёта.

В рамках исполнения ФЗ №261 [1] энергоснабжающие компании реализуют инвестиционную программу, одним из пунктов которой является замена приборов учёта электроэнергии и их перенос на границу балансовой принадлежности. Оценка эффективности подобных мероприятий была получена в ходе учебной практики бакалавров второго курса направления «Электроэнергетика и электротехника» на ос-

нове информации, содержащейся в специальной учебной базе. Этим преследовалась цель начального знакомства будущих специалистов с реалиями будущей профессиональной деятельности, более предметное освоение баз данных и приобретение опыта практического программирования в данной области.

Решение поставленной задачи сводится к выполнению студентом следующих этапов:

- Разработка учебной базы, отражающей реальную структуру потребителей энергосбытовой компании;
- Разработка C# - приложения для работы с базой данных;
- Анализ полученных результатов.

Создание учебной базы данных, а так же запросов, отчётов и кнопочных форм осуществляется практикантом в среде Microsoft Access. На следующем этапе студент в среде Visual Studio разрабатывает приложение на языке C# для организации интерфейса, а также для анализа и модификации данных в базе. На каждом из перечисленных этапов обучающийся первоначально следует заранее разработанным пошаговым инструкциям, содержащимся в методическом руководстве, а затем приступает к самостоятельной разработке индивидуального задания.

Структура базы данных

Разработанная учебная база данных представляет собой совокупность информации о потребителях некоторой вымышленной энергосбытовой компании. База содержит достаточный набор данных, позволяющий сформулировать и решить широкий спектр задач учета потребления электроэнергии и включает 4 таблицы: "Потребители", "Договоры", "Счета", "Трансформаторные подстанции" (ТП). В каждой из этих таблиц содержится информация об объектах соответствующего типа (рис.1). Так в таблице "Потребители" не может находиться поле "Дата заключения договора", так как данная информация относится к договорам. Связи между таблицами показаны линиями.

Рис. 1. Структура базы данных

Особенности разработки C# приложений

Принятая структура (рис. 1) использует преимущества реляционных баз данных и позволяет получить достаточно простые решение различного рода задач, реализуя соответствующую обработку данных. Наибольший эффект при этом достигается применением современных языков программирования.

В данном случае приложение разрабатывается с использованием технологии ADO.NET. Система классов ADO.NET имеет достаточно сложную структуру, но основная работа производится с небольшим количеством классов, инкапсулирующих соединение с базой, отдельные таблицы, запросы, поля таблиц и, строки [2, 3].

Основным средством “общения” с базой данных при использовании ADO.NET является универсальный язык запросов SQL. Запросы на языке SQL позволяют выполнять любые операции с базой данных, такие как создание новых таблиц и записей в них, выборка необходимых данных по условию, изменение записей, их удаление и т.д.[4].

Студент разрабатывает приложение по индивидуальному заданию. Задание включает в себя построение графического интерфейса программы, обеспечение взаимодействия пользователя и базы данных по определенному сценарию. Сценарии могут включать в себя такие действия как добавление, изменение и удаления записей в базе, а так же расчет и вывод разнообразной информации в виде отчетов.

Пример оценки эффективности замены приборов учёта

В таблицу “Счета” учебной базы были внесены данные, отражающие ежемесячные объемы потребления электроэнергии некоторого населённого пункта, расположенного в сельской местности в течение шести месяцев до изменения места установки приборов учёта и шести месяцев после.

С помощью соответствующего запроса была заполнена таблица среднего потребления по каждому месяцу рассматриваемого периода. Затем также с помощью соответствующего запроса к базе рассчитано суммарное потребление по месяцам. Результаты были выведены в DataGridView (табл. 1), с помощью компонента Chart был нарисован график суммарного потребления (рис. 2).

Таблица 1

Месяц	Среднее потребление, кВт*ч	Суммарное потребление, кВт*ч
Январь	132,11	15 457
Февраль	114,44	13 389
Март	106,2	12 425
Апрель	93,74	10 967
Май	90,55	10 594
Июнь	92,32	10 802
Июль	346,68	40 561
Август	290,8	34 023
Сентябрь	290,51	33 990
Октябрь	316,11	36 985
Ноябрь	349,47	40 888
Декабрь	348,9	40 821

В данном населенном пункте работа по замене приборов учёта была проведена в июне. Июльские объёмы энергопотребления возросли до 400%, что резко выделяется на графике, но потом плавно снизились до 300%. При этом дальнейший подъём кривой вызван сезонным увеличением потребления электроэнергии. Увеличение объёма учётного потребления электроэнергии (в три раза) однозначно свидетельствует об эффективности проведённых мероприятий.

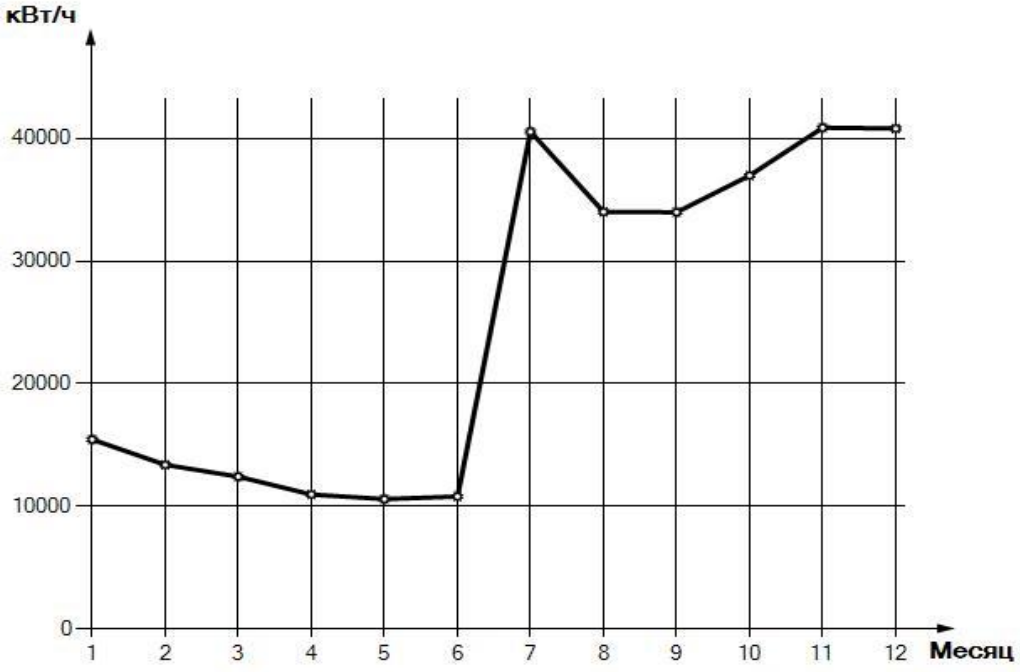


Рис. 2. График суммарного потребления электроэнергии

Вывод

Разработанная методика сопровождения учебной практики даёт возможность студентам в относительно сжатые сроки углубить знания баз данных, освоить практические приёмы программирования в этой области, приобрести опыт решения реальных задач, связанных с будущей профессиональной деятельностью.

Литература

1. Федеральный закон №261 "Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации"
2. Троелсен Э. Язык программирования C# 2010 и платформа. NET 4 // Вильямс. – 2011. – 796 с.
3. Сеппа Д. Программирование на Microsoft ADO.NET 2.0. // Мастер-класс. – СПб.: Питер, 2007. – 784 с.
4. Бейли Л. Изучаем SQL. – СПб.: Питер, 2012. – 592 с.
5. Разработка и управление базами данных потребителей электрической энергии. Методические указания по учебной практике / Котов О.М., Куликов А.А., Шевчук С.А. // http://study.ustu.ru - 31 с.

УДК 621.311

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАМНОГО КОМПЛЕКСА MOODLE ДЛЯ ПОДГОТОВКИ И ПЕРЕПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ГИДРОЭНЕРГЕТИКОВ

И.Н. Николаенко, Л.В. Толстихина, Е.С. Черкашина
Сибирский федеральный университет, г Саяногорск, пгт Черемушки

В настоящее время российская электроэнергетика испытывает недостаток в квалифицированном управленческом и инженерном персонале. Недостаточно специалистов, способных оперативно внедрять и использовать перспективные разработки, создавать на их основе новые технологии.

Современные тенденции модернизации образовательных программ требуют внедрения современных методов обучения, внедрения новых информационных технологий и применение компетентного подхода в учебном процессе. Одной из актуальных проблем подготовки специалистов является использование информационных технологий в формировании информационно-коммуникативной компетенции будущих специалистов электроэнергетики.

Информационные технологии существенно изменили все стороны человеческого бытия и, по-видимому, в наибольшей степени, это относится к существенному повышению производительности интеллектуального труда. Каждый компетентный специалист той или иной профессии должен эффективно использовать возможности информационных технологий в своей профессиональной деятельности.

Одной из главных задач, стоящих перед системой подготовки будущих специалистов, является повышение качества профессиональной подготовки студентов с учетом современных направлений развития и использования информационных технологий в профессиональной деятельности.

Актуальность рассматриваемой проблемы определяется, во-первых, тем, что информационно – коммуникативная компетенция предполагает наличие у будущего специалиста электроэнергетики новых знаний, умений, стиля мышления, которые обеспечат необходимую социальную адаптацию к переменам и гарантируют его конкурентоспособность на рынке труда; во-вторых, необходимостью совершенствования методико-дидактической организации процесса профессионально ориентированной подготовки будущих электроэнергетиков; в-третьих, объективной потребностью современного общества в подготовке специалистов электроэнергетики, способных интегрироваться в мировое информационное пространство; в-четвертых, тенденциями национальной образовательной политики.

Использование информационных технологий занимает все большее место в преподавании.

Мощным инструментом в обучении и подготовки специалистов является программный комплекс Moodle.

Moodle – система управления курсами (электронное обучение), которая является активно развивающимся продуктом [1].

Moodle дает возможность проектировать, создавать и в дальнейшем управлять ресурсами информационно-образовательной среды. Система имеет удобный и понятный интерфейс.

Студент изучает материал в любое ему удобное время, выполняет работы и тесты.

Система поддерживает обмен файлами любых форматов - как между преподавателем и студентом, так и между самими студентами.

Рассылки оперативно информируют всех участников курса или отдельные группы о текущих событиях.

Moodle создает и хранит портфолио каждого учащегося: все сданные им работы, оценки и комментарии преподавателя, сообщения в форуме. Позволяет контролировать «посещаемость» – активность студентов, время их учебной работы в сети.

Основным средством обучения, используемым в системе дистанционного обучения Moodle, являются дистанционные курсы. Они позволяют студентам очной и заочной форм обучения, активно пользоваться учебным материалом, изучать его и выполнять задания.

В Саяно-Шушенском филиале СФУ обучаются студенты-заочники, которые являются работниками ряда гидроэлектростанций России: Саратовской ГЭС, Богучанской ГЭС, Бурейской ГЭС, Волжской ГЭС и пр. Данное программное обеспечение актуально, дает возможность обучаться дистанционно и обсуждать возникшие вопросы в режиме реального времени.

На рис. 1. показана структура дистанционного курса, ПК Moodle:

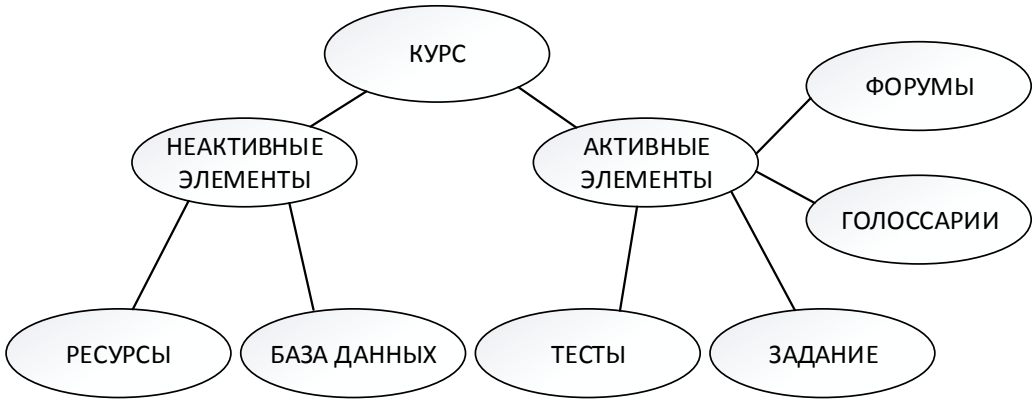


Рис. 1. Структура электронного блока

На рис. 2. показана структура электронного блока на примере дисциплины Переходные процессы в электроэнергетических системах.

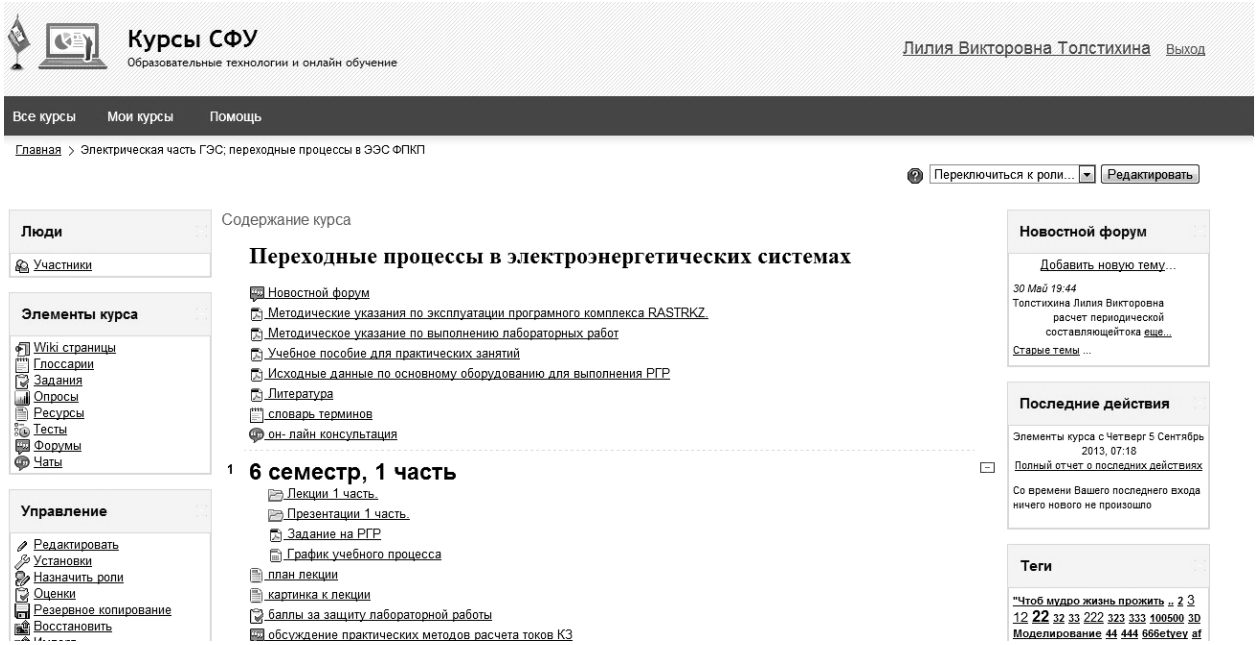


Рис. 2. Пример структуры электронного блока

Участники Moodle:

- Администратор (может делать все на сайте и в любом курсе);
- Создатель курса (может создать курс и учить в нем);
- Учитель (может многое делать внутри курса, редактировать материалы курса);
- Учитель без права редактировать (может учить студентов, оценивать их);
- Студент (имеет доступ к материалам курса)
- Гость (может иметь доступ к каким-либо курсам при разрешении гостевого доступа).

На рис. 3. стуктура учебного процесса в Moodle[2].

Рис. 3. Учебный процесс в Moodle

В настоящее время программный комплекс Moodle активно внедряется в образовательный процесс, и по ряду дисциплин у студентов имеется возможность интерактивного обучения.

Система Moodle позволяет осуществлять обучение и подготовку специалистов, а так же переподготовку персонала для объектов электроэнергетики.

Литература

1. http://ru.wikipedia.org/wiki/Moodle
2. http://www.opentechnology.ru/products/moodle

УДК 184.045

РАЗРАБОТКА УЧЕБНЫХ ТРЕНАЖЕРОВ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА К РАБОТЕ С ТУРБОГЕНЕРАТОРАМИ

А.В. Пономаренко, В.Н. Цапенко
Самарский государственный технический университет

Важнейшим компонентом подготовки и повышения квалификации оперативного персонала котло-турбинных цехов является выработка навыков безопасного и экономичного управления турбогенераторами в сложных нестационарных режимах: при управлении нагрузкой, пусках из различных состояний, остановках с различными режимами расхолаживания, переходах с конденсационного режима на теплофикационный и обратно, полном или частичном переходе с одного вида топлива на другое, аварийных ситуациях и т.п.

Наиболее рациональной формой подготовки является использование компьютерных учебных тренажеров для оперативного персонала. В настоящее время существует большое количество таких разработок, как отечественных, так и зарубежных. Однако, при их использовании для повышения квалификации оперативного персонала непосредственно на электростанциях, возникают серьезные трудности, прежде всего, организационные, заключающиеся в следующем: обучение на тренажере должно проводиться инструктором, не только владеющим тренажером как инструментом обучения, но и являющимся высококлассным специалистом по управлению сложными режимами турбогенераторов [1].

Такие специалисты имеются не на каждой станции, а там где они есть – они плотно востребованы по своей основной деятельности и заниматься обучением персонала по совместительству могут лишь в весьма ограниченном объеме. Освободить же их для этого целевым образом руководство станции, как правило, не может, т.к. обучение персонала своими силами является для станции непрофильной деятельностью, для которой нет штатных единиц, а тем более уровня оплаты, соответствующему заработку такого специалиста по основной деятельности.

По этой причине на ряде станций, где установлены учебные тренажеры, их использование в процессе подготовки и повышения квалификации оперативного персонала происходит в ограниченном объеме. Особенно усложняется ситуация для станций, где имеется разнотипное оборудование.

В качестве альтернативы предлагается разработанный нами компьютерный комплекс для дистанционной тренажерной подготовки оперативного персонала без отрыва от производства. Комплекс построен на базе «Moodle» – системы дистанционного образования, предназначенной для организации обучения в локальных и глобальных информационных сетях с использованием web-технологии, и включает в состав несколько модулей. Набор и содержание модуля зависит от конкретных задач подготовки или переподготовки оперативного персонала станции. Наличие видеоматериалов и возможность проведения занятий в on-line режиме помогает более интенсивно освоить теоретический материал и увеличить количество часов на проведение практического тренинга. Так, например, разработка учебных модулей «Ремонт основных узлов турбогенератора» и «Оценка технического состояния турбогенератора» позволила сэкономить более 60 % времени, выделяемого на переподготовку персонала Жигулевской ГЭС.

Структура и технология использования комплекса ориентированы на его эксплуатацию силами самой станции, например, в рамках корпоративного обучающего центра. Под согласованные с руководством цели разрабатываются конкретные учебные модули, где основной акцент делается на обеспечение технологий эффективного представления и восприятия материала, способствующих повышению качества обучения.

Также следует отметить увеличение уровня устойчивой мотивации оперативного персонала к обучению на базе дистанционных технологий.

Это объясняется, прежде всего, высоким уровнем доступности – значительно легче выделить для целей обучения несколько часов в сутки, чем отрываться от привычного ритма на несколько недель. Кроме того, использование комплекса дистанционной тренажерной подготовки снижает уровень формальности, когда процесс обучения и повышения квалификации формирует у персонала станции негативный настрой и безразличное отношение. В нашем случае у оперативного персонала появляется возможность самостоятельного выбора учебного материала, способа его представления, времени и продолжительности обучения, что, в итоге, делает процесс переподготовки и повышения квалификации более увлекательным и творческим.

Таким образом, использование компьютерных учебных тренажеров для системы дистанционной подготовки и переподготовки оперативного персонала электростанций имеет большие перспективы для дальнейшего развития, так как в электроэнергетике активно модернизируются и техническая база, и системы управления электроэнергетическими объектами.

Литература

1. Рубашкин А.С. Компьютерные тренажеры для операторов электростанций // Теплоэнергетика. – 2005. – № 10. – С. 64-67

УДК 65.015.3

ПРОБЛЕМА ДЕЗАДАПТАЦИИ ПЕРСОНАЛА НА РАБОЧЕМ МЕСТЕ

М.А. Родин, Е.Ю. Юрченко
Южно-Уральский государственный университет (НИУ), г. Челябинск

В современной России постоянно происходят колоссальные изменения в энергетической отрасли: повышение надёжности, качества и экономичности снабжения всех потребителей за счёт внедрения новых инновационных технологий, а также объединения всей энергетической системы интеллектуальными связями, создав «единый организм». С каждым годом растёт число промышленных объектов и генерируемых мощностей, происходит замена устаревшего оборудования на более современные и надёжные технические устройства, даже изменился сам рынок электроэнергии [1]. Всё это является предпосылками к изменению механизма подготовки востребованных в современном обществе высококвалифицированных специалистов, которые будут способны решать все спорные вопросы энергетической отрасли.

Что же именно представляет собой каждый работник в отдельности? Для предприятия каждый сотрудник – это своего рода «коммерческий проект», который требует существенных финансовых вложений в подготовку и переподготовку, повышение квалификации, стажировку, инструктирование и проверку знаний. Постоянный научно-технический прогресс создаёт ряд вопросов и проблем при подготовке и переподготовке кадров энергетики [2]. Ежегодно сотрудники подтверждают свои знания по таким направлениям, как межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (МПОТ(ТБ)), правила пожарной безопасности(ППБ) и другому перечню нормативных документов, инструкций и предписаний. Бесспорно, экономический эффект от вложений в «проект» должен быть, в конечном итоге, положительным. Полученные знания становятся самым ценным товаром.

Иногда возникают такие ситуации, когда потраченные предприятием денежные средства на подготовку персонала не оправдывают себя по причине увольнения того или иного специалиста. Почему же так происходит? Здесь необходимо обратить внимание на специфику работы и индивидуальные особенности персонала, которые являются причинами несоответствия действительности строгим требованиям специальности.

Во-первых, следует обратить внимание на саму систему профотбора специалистов, как вообще проходит процесс трудоустройства специалистов на предприятие в нашей стране. Человек проходит собеседование, которое проводит, как правило, группа по работе с персоналом, готовит все необходимые документы, проходит медицинское освидетельствование, после которого приступает к выполнению своих должностных обязанностей. По сути, процесс не слишком длительный. Проанализировав механизм приема на работу в других странах, следует отметить, что в среднем на подбор одного кандидата в США затрачивается до 16-18 чел./ч., в Японии – до 48 чел./ч.

Допустим, что прошло несколько лет. В результате этот новый работник покидает своё место. В чём же причина? Одним из вариантов может быть то, что человек просто не справляется на своём рабочем месте, не выполняет свои должностные обязанности, не может сдать экзамены для подтверждения той или иной группы допуска. Это могут быть и различные вопросы, связанные с состоянием здоровья работника.

Во-вторых, можно сделать вывод о том, что при трудоустройстве сотрудник создал о себе ложное впечатление для достижения поставленной цели. Поэтому проблема «личность и труд» очень актуальна. От правильности выбора будут зависеть дальнейшая заинтересованность, и, соответственно, достигнутые результаты работника [3]. В наше время на выбор профессии очень сильное воздействие оказывает финансовая сторона: «какой же именно доход я буду получать, если пойду именно в эту отрасль, например, в энергетику!?». Данная проблематика касается не только опытных работников со стажем, но и студентов учебных заведений ВПО и СПО, а также молодых специалистов. В итоге получается, что люди, получившие технического образование, в дальнейшем не идут работать по специальности.

Для того, чтобы получить реальную картину индивидуально-психологических особенностей личности, а также проверить уровень интеллектуальных способностей человека, существует большое количество методик, опросников и тестов. Причем существующие тесты очень сложно обмануть, т.к. некоторые из них содержат в себе «шкалу лжи». В результате исключается возможность запоминания ранее данных ответов и получения более объективных результатов. Примеры существующих методик: УИТ СПЧ-М – Универсальный интеллектуальный тест, WAIS – Шкала интеллекта Д. Векслера для взрослых, ТРИТО – Тест ранней интеллектуально-творческой одаренности, ТТМ – Тест творческого мышления Торранса, ПМДДМ – Проективная методика диагностики дивергентного мышления, Комплект методик Р. Кеттела для диагностики структуры личности, Комплект методик для диагностики агрессивности и конфликтности, CPI – Калифорнийский психологический опросник, тест Айзенка на определение типов темперамента [4].

На сегодняшний день такая проверка в России, к сожалению, не проводится. По результатам анкетирования работодатели имели бы более подробную информацию о новом сотруднике, чем о нём написано в резюме и характеристике.

Профотбор происходит как-то однобоко и не так разносторонне, как хотелось бы. Делается акцент исключительно на документальной части, наличие диплома, стажа, документов о дополнительном образовании и т.д. Некоторые работодатели не придают особой значимости данной системе, хотя, в случае увольнения сотрудника, затраты предприятия на его подготовку и переподготовку не окупают себя. В первую очередь интерес к привлечению компетентного персонала должен исходить от самих руководителей предприятий. Если произойдут значительные изменения в самой системе профотбора энергетической отрасли, то, бесспорно, процесс рассмотрения кадров будет более ёмким в плане временных затрат на проведение тестирования, обработки полученных данных, личного собеседования между работодателем и специалистом. В конечном счёте, предприятие

будет уверенно вкладывать свои средства в новых специалистов, зачисленных в штат по новой системе, зная, что новый сотрудник по праву займёт своё место и будет успешно двигаться по карьерной лестнице, постоянно прогрессируя и повышая свои профессиональные навыки.

Продолжая вопрос о системе тестирования, хочется добавить, что все методики оценки индивидуально-психологических особенностей личности будут полезны не только на стадии подбора кадров, но и с их помощью можно будет вести мониторинг уже работающего электротехнического персонала.

Сегодня нельзя оставлять без внимания производственный травматизм. Статистика гласит, что основными причинами и предпосылками к несчастным случаям являются не только низкая надежность технических устройств, влияющих на безопасность проводимых работ, но и недостаточный уровень как психологической, так и квалификационной подготовки персонала к выполнению приемов, влияющих на безопасность работ. Порой очень трудно спрогнозировать поведение работника в нештатной ситуации, потому что всё будет зависеть уже от его темперамента и других индивидуальных особенностей. Энергетика вовсе не прощает ошибок, поэтому предъявляет очень высокие требования к работнику.

Нами было проведено тестирование на одном из промышленных предприятий города Челябинска. С помощью опросника Кеттела была получена оценка индивидуально–психологических особенностей электротехнического персонала, имеющего стаж работы от 3 до 30 лет [5].

По результатам было получено, что каждый год стажа накладывает свой отпечаток на личностные и психологические особенности сотрудника, приводит к их изменению. К сожалению, не все эти изменения носят положительный характер. У опытных работников психика со временем начинает «шататься», каждый их выезд на объект сопровождается постоянным напряжением, любые работы на объекте связаны с риском для жизни. К тому же большой и бесценный практический опыт персонала отражается на их интеллектуальном уровне, гибкости мышления. За долгое время деятельности у них атрофируется восприятие чего-то нового, и они не могут перестроиться на «новый лад». Это является некой предпосылкой к росту уровня консерватизма, т.к сама специальность носит однонаправленный характер, со временем сужается их поле зрения в своей области. У электромонтёров постоянно задействована сенсорная память, все их действия носят автоматический характер. Всё это приводит к тому, что человека, ещё не доработавшего до пенсионного возраста, нельзя допускать к работе по состоянию его психики. Порой возникают нештатные ситуации, которые требуют немедленного, быстрого, а самое главное, правильного решения, но человек уже утратил со временем эти качества, что повышает риск поражения работника.

Разработка мер по профилактике и коррекции различных проявлений дезадаптации на рабочем месте, являются в настоящее время актуальными, практически значимыми и недостаточно изученными [6]. Предприятиям необходимо проводить такие мониторинги, чтобы контролировать психологическую обстановку в бригаде монтёров. Если поднять систему профотбора на новый уровень, решить вопросы сертификации профессиональных квалификаций, вести периодические мониторин-

ги электротехнического персонала, укреплять психику рабочих, то в результате получим совершенно новых специалистов. Итогом данных мероприятий может стать снижение статистики производственного травматизма. Самое главное – это сохранение человеческой жизни.

Литература

1. Родин М.А., Юрченко Е.Ю. Анализ методов проведения энергетической реформы в России \\ Материалы докладов 18-й всероссийской научно-технической конференции «Энергетика: эффективность, надежность, безопасность»; Томск, 2012. – С. 212-215.
2. Управление электрохозяйством предприятий. Производственно-практическое пособие. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
3. Родин М.А., Юрченко Е.Ю. Проблема «личность и труд» в современном обществе \\ Сборник трудов 19-й международной научно-практической конференции «Современные техника и технологии»; Том 3; Томск, 2013. – С.479-480.
4. Каталог психодиагностических методик. Психологический центр ПсиХРОН. – Челябинск, 2006.
5. Юрченко Е.Ю., Родин М.А. Роль человека в системе «энергетика – безопасность» \\ Сборник научных трудов 13-й Международной научно-практической конференции «Формирование профессиональной культуры специалистов XXI века в техническом университете». – СПБ.: Изд-во Политехн. Ун-та, 2013. – С. 18-22.
6. Ворона О.А., Короченко Т.Ю. Роль личностных особенностей в профессиональной деятельности оперативного персонала энергетической отрасли // Гуманитарный вектор. – 2012. – № 1 (29).

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)

АДАПТАЦИЯ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА RASTR ДЛЯ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ КОМПАНИИ «РУСГИДРО»

Т.С. Сусла, Л.В. Толстихина
Саяно-Шушенский филиал
Сибирского федерального университета, Саяногорск п.г.т. Черемушки

Особенности проектирования, строительства и эксплуатации гидроэнергетических сооружений, требуют от специалистов высокого уровня подготовки.

Подготовка инженеров гидроэнергетиков актуальна среди востребованных профессий. ОАО «РусГидро» – это компания, которая в рамках реализации концепции опережающего развития кадрового потенциала «От новой школы – к рабочему месту» активно поддерживает развитие Саяно-Шушенского филиала Сибирского федерального университета (СШФ СФУ), так как это единственный ВУЗ в России, который готовит специалистов-гидроэнергетиков. В образовательной концепции компании РусГидро СШФ СФУ отведена ключевая роль в подготовке специалистов, которые будут отвечать за надежную и безопасную эксплуатацию гидроэлектростанций. Внедрение современных технологий в подготовке специалистов отвечает требованиям данной концепции.

В свете данной образовательной концепции студенты филиала должны получать знания на высоком техническом уровне: иметь сведения о современном электротехническом оборудовании, режимах электроэнергетических систем и методах их расчета, уметь работать с промышленными программами, эксплуатируемы-

ми в АО-Энерго. Особенностью образовательного процесса СШФ СФУ является использование объектов гидроэнергетического комплекса Саяно-Шушенской ГЭС (СШГЭС).

Одним из программных комплексов позволяющих усилить подготовку специалистов, приблизить их максимально к производственным задачам, является программный комплекс (ПК) Rastr, который внедрен в образовательный процесс.

ПК Rastr позволяет решать ряд эксплуатационных и проектных задач [1]:

- рассчитывать токи короткого замыкания;
- установившиеся режимы электроэнергетических систем;
- проводить полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);
- рассчитывать устойчивость электрической системы;
- оптимизировать электрические сети по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- рассчитывать предельные по передаваемой мощности режимы энергосистемы;
- выполнять расчеты для устройств релейной защиты.

На примере электрических сетей ОАО «Хакасэнерго» (см. рис. 1), студентами выполняются расчеты установившихся режимов, а также токов короткого замыкания.

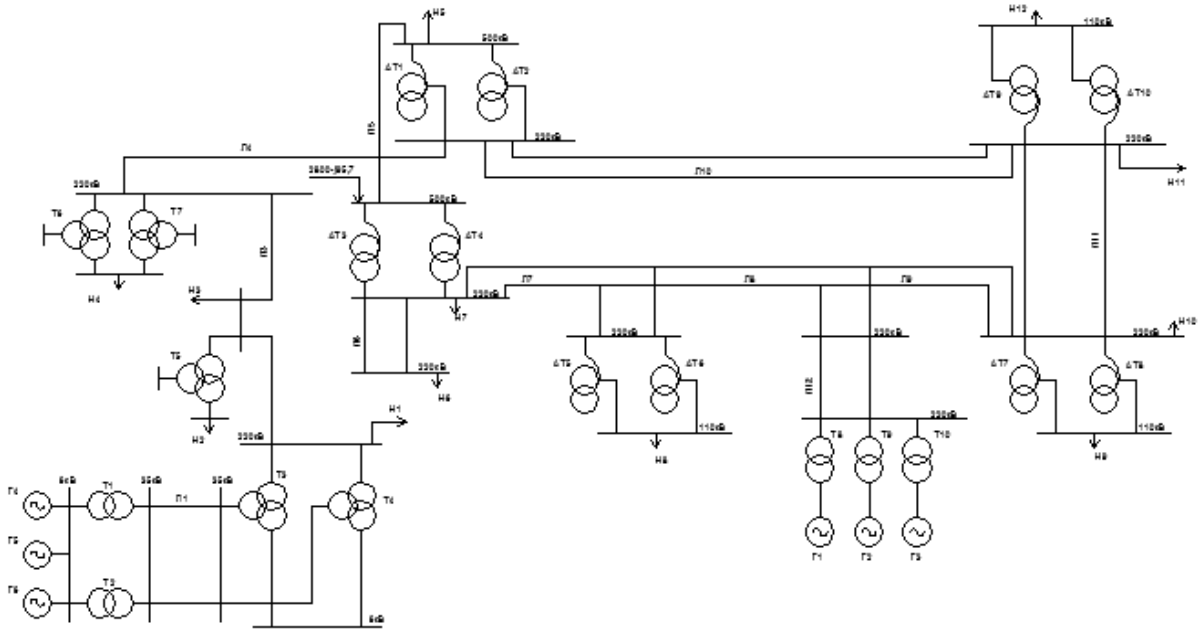


Рис. 1. Схема электрических сетей «Хакасэнерго»

Для расчетов необходимо подготовить схему [2, 3]:

- выполняется схема замещения;
- для трехобмоточных, двухобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов выполняется расчет основных параметров;

• погонные параметры линий электропередачи рассчитаны в относительных единицах;

• не учитываются нагрузки собственных нужд электростанций.

Результаты расчетов установившегося режима представлены на рис. 2.

Графика | Генераторы (УР) | Узлы | Узлы | Узлы+Ветви

	O	S	Номер	Название	V	Delta	P_н	Q_н	P_г	Q_г	V_зд
	O	S	Ny	Название	V_2	dDelta	P_л	Q_л	dP	dQ	I_л
22			37	АТ3	479,6	-0,8	-80	-256	0,03	11,46	310
23			38	АТ4	479,6	-0,8	-80	-256	0,03	11,46	310
24			7	Н10	222,17	1,63	27,0	-54,3			
25			5	Л12	218,9	0,1	0	-35	0,07	0,51	91
26			5	Л12	218,9	0,1	0	-35	0,07	0,51	91
27			8	АТ7	221,2	-1,3	-11	-2	0,00	0,25	29
28			9	АТ8	221,2	-1,3	-11	-2	0,00	0,25	29
29			11	Н11	223,5	0,6	25	10	0,04	0,31	70
30			11	Н11	223,5	0,6	25	10	0,04	0,31	70

Рис. 2. Результат расчетов перетоков мощности, продольных потерь, модуля тока электрических сетей ОАО «Хакасэнерго»

ПК Rastr также используется в учебном процессе для расчетов токов короткого замыкания симметричных и несимметричных режимов. Некоторые результаты расчетов для схемы рис. 1 представлены в таблице 1 [4, 5].

Таблица 1

Результаты расчетов

Точка КЗ	Источник	$I_{по}$	$I_{пт}$	$i_{ат}$	$i_у$	$I_{п0}^{(1)}$	$B_к$
		кА	кА	кА	кА	кА	$кА^2 \cdot с$
К-1 (шины 500 кВ)	$Г_1$-$Г_{12}$	12,803	12,803	9,296	32,609	17,173	42,226
	Система	0,379	0,379	0,345	1,0	0,459	
	Суммарное значение	13,128	13,128	9,641	33,609	17,632	
К-2 (шины 15,75 кВ)	$Г_1$	45,670	42,471	26,553	116,321	–	5677,35
	Система	113,342	113,342	106,572	305,031	–	
	Суммарное значение	159,012	155,813	133,125	421,352	–	

Для того чтобы эксплуатировать электроэнергетические системы надежно, безопасно и экономично, необходимо будущим специалистам приобрести устойчивые навыки по их моделированию в ПК Rastr. Комплексное внедрение ПК Rastr позволяет расширить круг решаемых задач в образовательном процессе, а также выполнять работы научно-исследовательского характера. Будущие специалисты на

стадии подготовки приобретают устойчивые навыки работы с промышленными программами. Это, несомненно, положительно сказывается в целом на общем уровне выпускников.

Литература

1. Документация к программе RastrWin (электронный ресурс), 2010. – Режим доступа: http://www.rastrwin.ru/rastr/
2. Карапетян, И.Г. Справочник по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро; под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006.
3. Толстихина, Л.В. Параметры электрооборудования и режимы электроэнергетических систем в примерах и иллюстрациях: учебное пособие для практических занятий / Л.В. Толстихина. – Саяногорск: Сибирский федеральный университет; Саяно-Шушенский филиал, 2010. – 180 с.
4. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах: учебник для электротехнических и энергетических вузов и факультетов / С.А. Ульянов. – 2-е изд., стер . – М.: «Тид"Арис», 2010. – 520 с.
5. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2002.

УДК 621.311.001.57

РАЗРАБОТКА УЧЕБНО-МЕТОДИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ

П.В. Чусовитин, В.А. Тащилин, Г.С. Шабалин
Уральский федеральный университет
имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, г. Екатеринбург

Введение. Изучение электромеханических переходных процессов является неотъемлемой частью подготовки специалистов в области управления режимами энергосистем. Именно электромеханические свойства сложной энергосистемы определяют ее устойчивость в установившихся режимах и в динамических переходах, вызванных различными возмущениями. Без представления о физике явлений, происходящих в энергосистеме в результате возмущений, сложно разрабатывать рекомендации по ведению режимов; принимать оперативные решения о ликвидации аварийных ситуаций или восстановлению нормальных режимов работы энергосистемы; разрабатывать и тестирования новые принципы работы и устройства противоаварийной автоматики.

Формирование у студентов представления о процессах, происходящих в энергосистеме в ходе динамических переходов, является непростой задачей. Для решения этой задачи на кафедре Автоматизированных электрических систем Уральского федерального университета был разработан учебно-методический комплекс "Автоматическое регулирование в энергосистемах". Название комплекса обусловлено тем, что он изначально планировался для внедрения в учебный процесс в магистратуре. В рамках комплекса предполагалось самостоятельное создание магистрантами различных систем автоматического регулирования. Однако в последствии материал предлагался бакалаврам в рамках предмета "Алгоритмизация задач ЭЭС".

Описание комплекса. Комплекс реализован на базе программного обеспечения Matlab. Для моделирования установившегося режима применяется непосредственно язык программирования Matlab, а для создания моделей генераторов применяется пакет Simulink. Суть комплекса заключается в том, что студенты сами создают модель сложной энергосистемы.

Работа с комплексом включает несколько этапов:

- Создание модели установившегося режима;
- Создание модели генератора;
- Объединение генераторов в сложную систему;
- Написание функции инициализации динамической модели сложной энергосистемы;
- Моделирование различных характерных возмущений в энергосистеме.

Модель установившегося режима. Расчет установившегося режима энергосистемы является инструментом, наиболее часто применяемым для анализа режимов работы энергосистемы, планирования развития и проектирования сетей.

Расчет электромеханических переходных процессов также не возможен без расчета установившегося режима. Динамическая модель энергосистемы является, по сути, системой дифференциальных уравнений. Для решения такой системы требуется определить начальные условия и это возможно сделать только по результатам расчета установившегося режима.

В разработанном комплексе в качестве модели установившегося режима применяются уравнения узловых напряжений в форме баланса мощностей в полярной системе координат [1]:

$$\begin{aligned}\Delta P_k\left(P_k, V, \delta\right) &= P_k - V_k^2 G_{kk} - V_k \sum_{m\in k} V_m \left(G_{km}\cos\delta_{km} + B_{km}\sin\delta_{km}\right) = 0,\\ \Delta Q_k\left(Q_k, V, \delta\right) &= Q_k + V_k^2 B_{kk} + V_k \sum_{m\in k} V_m \left(B_{km}\cos\delta_{km} - G_{km}\sin\delta_{km}\right) = 0,\end{aligned} \qquad (1)$$

где $\delta_{km} = \delta_k - \delta_m$.

В рамках первого этапа студентам ставится задача написать на языке Matlab программу для расчета установившегося режима в простейшей постановке без учета коэффициентов трансформации и пределов по реактивной мощности для генераторов. Более того, речь идет не о функции расчета установившегося режима, а о функции формирования вектора невязок. Решение же задачи расчета установившегося режима осуществляется стандартной функцией Matlab – ***lsqnonlin***.

Благодаря такому подходу не смотря на серьезность поставленной задачи (расчет установившегося режима) достигается простота ее решения.

Модель генератора. Модель генератора включает уравнение движения ротора и описание переходных процессов в обмотке возбуждения без учета демпфирующих контуров. Выбор такой модели также объясняется желанием найти баланс между адекватностью представления генератора и простотой построения модели.

Описание процесса создания модели генератора сопровождается теоретическим обоснованием всех сделанных допущений в соответствии с [2]. Модель турбины и регулятора скорости получается упрощением моделей представленных в [3].

В результате пользовательская модель генератора включает блоки:

- Преобразование координат из 3 фазной системы в dq0 и обратно;
- Уравнение движения;
- Переходный процесс в обмотке возбуждения;
- АРВ и возбудитель;
- Турбина;
- Регулятор скорости.

Создание модели происходит пошагово. Приведенные выше блоки создается и тестируется последовательно. Это обеспечивает минимизацию ошибок при создании модели и закрепляет у студентов понимание роли каждого блока в модели.

Объединение генераторов в сложные схемы осуществляется моделями из библиотеки SimPowerSystems. При этом необходимо инициализировать дифференцируемые переменные начальными значениями, полученными на основе расчета установившегося режима.

Инициализация динамической модели. Следующим этапом работы с комплексом является написание алгоритма автоматического расчета инициализирующих параметров произвольного числа генераторов. Блок-схема алгоритма представлена на рис. 1.

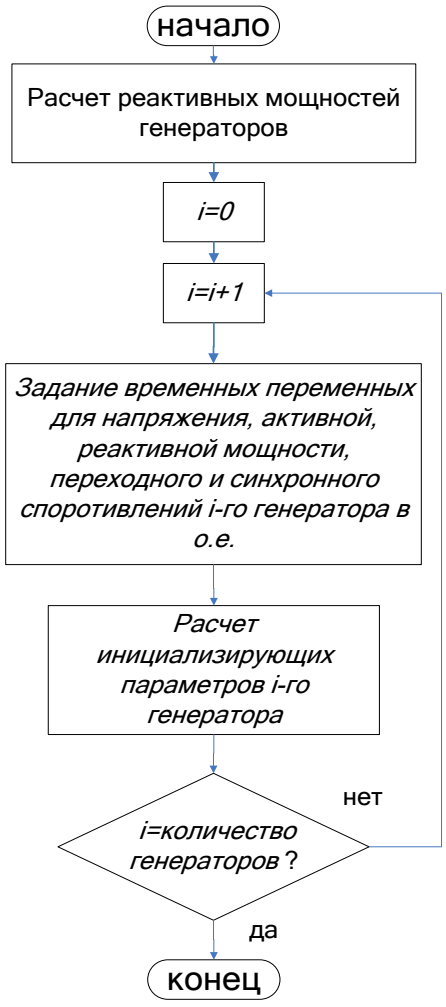


Рис. 1. Алгоритм расчета инициализирующих параметров генераторов

После инициализации в созданной модели можно воспроизводить различные возмущения, дополнять модель устройствами противоаварийной автоматики и релейной защиты.

Заключение. В результате работы с комплексом студенты практически полностью воссоздают программный комплекс для расчета установившихся режимов и электромеханических переходных процессов. Как следствие, студенты получают представление о том как работают коммерческие программные комплексы, осуществляющие те же расчеты.

Положительные аспекты работы с комплексом:

- получение более детального представления о моделях, применяемых для анализа электромеханических переходных процессов и устойчивости энергосистемы;
- получение представления о явлениях, происходящих в энергосистеме при динамических переходах;
- приобретение навыков работы с ПО Matlab;
- создание базиса для проведения студенческих исследовательских работ.

Следует отдельно отметить преимущество работы с комплексом с точки зрения развития студенческой научной деятельности. Во-первых, программный комплекс Matlab применяется во всем мире для проведения исследований в области электроэнергетики. Во-вторых, созданный на базе ПО Matlab комплекс для моделирования является не только хорошим учебным пособием, но и может быть расширен для проведения исследований.

В заключение следует добавить, что работа с комплексом для студентов не только познавательна, но и интересна. Все явления, анализируемые теоретически на лекциях, в комплексе можно пронаблюдать. Комплекс уже внедряется в учебный процесс. К нему есть доступ из сети интернет [4].

Литература

1. Аюев Б.И., Давыдов В.В., Ерохин П.М., Неуймин В.Г., Вычислительные модели потокораспределения электрических систем-2007. – Екатеринбург, УГТУ-УПИ.
2. Жданов П.С., Вопросы устойчивости электрических систем. – М.: Энергия. 1979. – С. 456.
3. Kundur P., Power System Stability and Control. Power System Engineering Series, ed. E.P.R. Institute 1994: McGraw-Hill, Inc.
4. https://sites.google.com/site/aespowersys/

УДК 621.31:371.69

ПОСТАНОВКА ДЕЛОВЫХ ИГР ПО ОПЕРАТИВНОМУ УПРАВЛЕНИЮ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ ДЛЯ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ МАГИСТРАНТОВ

Ю.В. Хрущев, Н.Л. Бацева, Н.П. Фикс, Э.Я. Калани
Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Требования к современной подготовке персонала энергопредприятий включают знание схем, устройства и конструкции энергетического оборудования; понимание технологических процессов; знание правил технической эксплуатации, пра-

вил устройства электроустановок и правил техники безопасности; обладание навыками планирования режимов и быстрой реакцией в нестандартных ситуациях [1]. Различные аспекты профессиональной подготовки студентов-электроэнергетиков регламентированы Федеральным образовательным стандартом подготовки магистров по направлению «Электроэнергетика и электротехника» и соответствующими основными образовательными программами вузов по этому направлению.

В частности, профессиональная подготовка магистрантов-элекроэнергетиков осуществляются в Томском политехническом университете (ТПУ) при изучении дисциплины «Оперативное управление в элетроэнергетике». Рабочая программа дисциплины предполагает изучение оборудования и технологических процессов, правил технической эксплуатации, правил устройства электроустановок, получение навыков ведения штатных и аварийных режимов, а также проведения оперативных переключений в ходе деловых игр [2].

Как показывает практика подготовки персонала энергопредприятий, для приобретения навыков в части ведения режимов целесообразно использовать режимные тренажёры, отражающие характер деятельности оперативного персонала в различных режимах работы электроэнергетических систем (ЭЭС). Применение тренажеров в образовательном процессе требует разработки специального учебно-методического обеспечения, поскольку для студентов они используются в качестве обучающих, а не тренировочных систем. В настоящее время на кафедре электрических сетей и электротехники ТПУ проводится работа по созданию учебно-методического комплекса (УМК) по дисциплине «Оперативное управление в электроэнергетике», включающего блок деловых игр с использованием режимных тренажёров. Основные модули УМК: электронный учебник, система тестирования и лабораторный практикум. Лабораторный практикум содержит методические указания к деловым играм по оперативным переключениям и по ведению режима.

Инструментом для деловых игр по оперативным переключениям выбран тренажер оперативных переключений «Модус» (разработчик – компания Модус, г. Москва). Во время деловой игры осваиваются такие виды работ, как взаимодействие оперативного персонала, действия при срабатывании аварийной сигнализации, подготовка к использованию типовых бланков и программ переключений, проведение и регистрация переключений в оперативном журнале.

В качестве инструмента для деловых игр по ведению режима ЭЭС используется режимный тренажёр диспетчера «Феникс». Он представляет собой программный комплекс, предназначенный для проведения сеансов противоаварийных тренировочных учений с отображением оперативной обстановки в энергосистеме (ЭС). Важной особенностью тренажёра является возможность моделирования в ходе деловой игры состояния коммутационных схем подстанций и автоматический учёт в режимной модели изменений коммутационного состояния оборудования. Учебная режимная модель Морозовской ЭС, используемая в составе тренажера [3] и принятая для постановки деловых игр, позволяет моделировать установившиеся и переходные режимы.

В качестве примера дадим краткое описание фрагмента разработанного учебно-методического обеспечения деловой игры «Аварийное отключение ВЛ 220 кВ Центральная – ТЭЦ-2 с работой АРОДЛ (автоматика разгрузки при отклю-

чении двух линий электропередачи) на ТЭЦ-2 в ремонтной схеме сети», проводимой в Морозовской ЭС. В составе Морозовской ЭС находится Морозовское Региональное Диспетчерское Управление (РДУ), под управлением (или в ведении) которого находятся следующие объекты: Святогорская ГРЭС, Южная ГРЭС, Светлая ГЭС, ТЭЦ-1, ТЭЦ-2, блок-станции ТЭЦ нефтеперерабатывающего завода и ТЭЦ центрального металлургического комбината, три подстанции 500 кВ, 18 подстанций 220 кВ, пять подстанций 110 кВ. Фрагмент оперативной схемы 500, 220, 110 кВ Морозовской ЭС представлен на рис. 1.

Целью деловой игры является отработка мероприятий по устранению аварийного отключения ВЛ 220 кВ в ремонтной схеме сети Морозовской ЭС. В ходе деловой игры необходимо не допустить развития нарушения электрического режима в ЭС, выявить все отклонения параметров послеаварийного режима от нормальных значений и привести задачу к логическому завершению, а параметры электрического режима – к нормально-допустимым значениям.

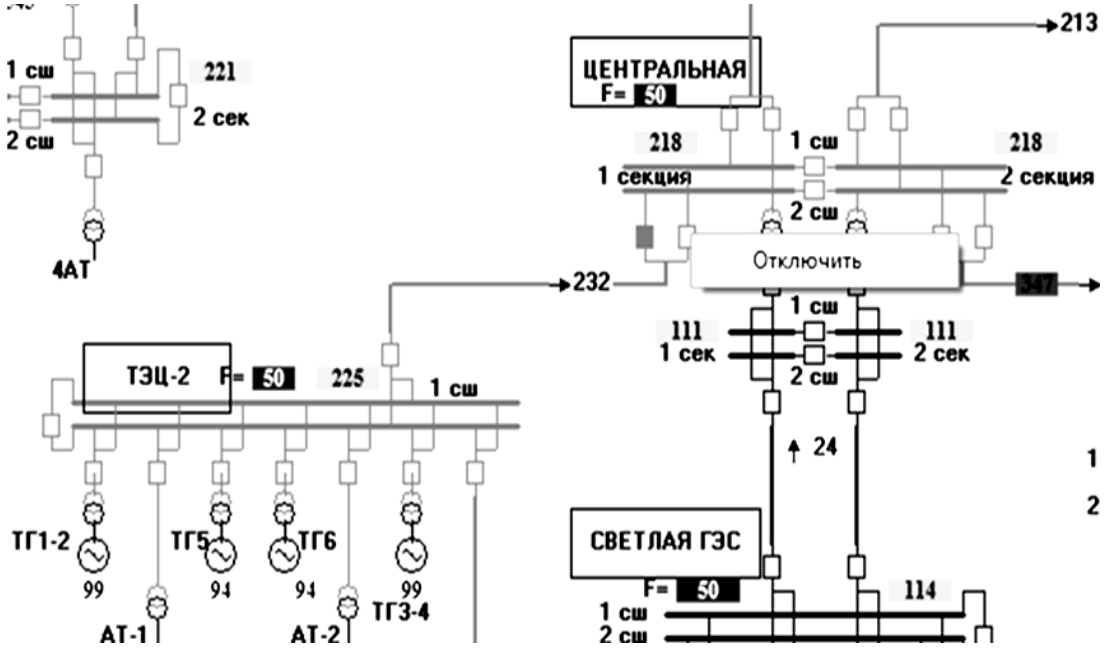


Рис. 1. Фрагмент оперативной схемы Морозовской ЭС

Участниками деловой игры являются: Руководитель, Инструктор и Участники (Диспетчеры ОДУ ОЭС и Морозовского РДУ). Студенты получают роли Инструктора и Диспетчеров. Участникам предоставляются следующие данные: исходный режим, отклонения от нормальной схемы и аварийное возмущение в ЭС, вводная и задание, оптимальное решение задачи ликвидации аварийного возмущения.

В учебном сеансе деловой игры можно выделить пять этапов.

На первом этапе изучается терминология, схема и оборудование.

Второй этап представляет собой начальный период уяснения исходного оперативного состояния схемы и режима ЭС. Студент-Диспетчер работает с Интерфейсом Диспетчера режимного тренажера (рис. 2) и вызывает на связь Инструктора для уточнения режима работы и состояния оборудования объектов ЭС, по которым в Интерфейсе Диспетчера отсутствует текущая информация, а также для уточнения состояния схемы.

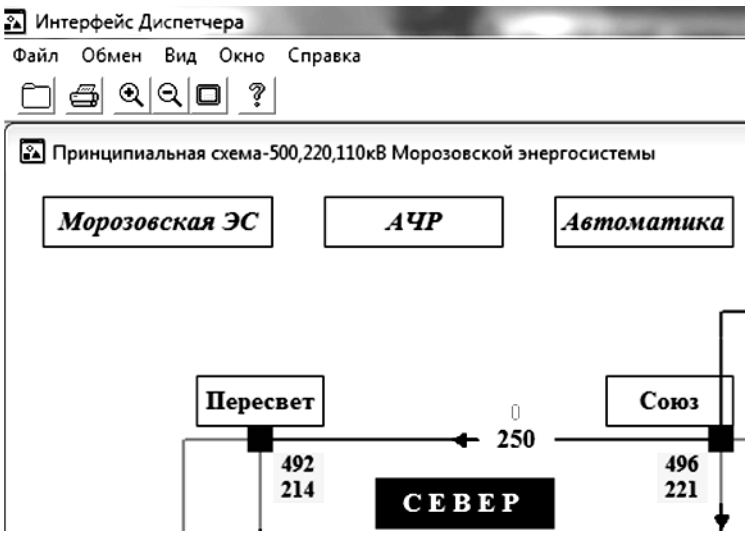


Рис. 2. Интерфейс Диспетчера в режимном тренажере диспетчера «Феникс»

Третий этап – период развития аварийной ситуации по сценарию деловой игры при участии противоаварийной автоматики, во время которого обучаемый оценивает сложившуюся ситуацию и намечает план ликвидации аварии. Оценка ситуации производится на основе информации, получаемой при помощи Интерфейса Диспетчера, а также по сообщениям, которые воспроизводит Инструктор.

Четвёртый этап – период ликвидации аварийной ситуации и восстановления оперативного состояния ЭС. Студент-Диспетчер осуществляет решение задачи в соответствии с принятым планом ликвидации аварии, посредством выдачи команд на объекты, которые вводит в модель Инструктор, управляя моделью ЭС [4].

Пятый этап – оценка действий студентов в процессе деловой игры. Команды, отдаваемые Участниками, записываются одним из них в протокол решения задачи. Оценка действий студентов проводится на основе протокола решения задачи и технологической карты, включающей систему выставления штрафных и поощрительных баллов за решение режимной задачи.

Как показывают предварительные результаты, деловые игры являются эффективным способом освоения студентами широкого круга практических работ по оперативному управлению в электроэнергетике. Этим подтверждается целесообразность их дальнейшего развития в качестве элемента образовательного процесса.

Литература

1. Стандарт организации ОАО «СО ЕЭС». СТО 59012820.03.100.30-002-2009. Профессиональная подготовка, поддержание и повышение квалификации персонала: утв. и введен в действие: приказом ОАО «СО ЕЭС» от 06.11.2009. № 434. – М., 2009.
2. Магид С.И., Архипова Е.Н., Музыка Л.П. Научная методология в современном образовательном процессе персонала электроэнергетикиРФ // Надежность и безопасность энергетики: научно-технический журн. – 2008. – № 1. URL:http://www.sigma08.ru/jur1-5.htm (дата обращения 10.06.2013).
3. Режимный тренажер диспетчера «Феникс» [Электронный ресурс] // ЗАО «Монитор Электрик»: URL: http://www.monitel.ru/files/downloads/products/Broshyura%20%20Finist.pdf (дата обращения 15.06.2013).
4. Меркурьев Г.В. Оперативно-диспетчерское управление энергосистемами: учеб. пособие. – С.-Пб.: Центр подготовки кадров энергетики, 2002. – 99 с.

УДК 620.9:316.346.32-053.6(06)

РЕШЕНИЕ РЕЖИМНЫХ ЗАДАЧ КАК ЭФФЕКТИВНОЕ СРЕДСТВО ПОДГОТОВКИ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ПЕРСОНАЛА

Л.А. Лысенко
Национальный исследовательский Томский политехнический университет
Энергетический институт, г. Томск

В настоящее время, с целью улучшения подготовки диспетчерского персонала по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электроэнергетических систем (ЭЭС) проводятся обязательные противоаварийные тренировки [1].

Однако, как известно, своевременное распознавание и выявление отклонений нормального режима в сторону вынужденного может предотвратить переход технологического режима работы оборудования к аварийному и на ранних стадиях развития нарушений принять требуемые меры для сохранения условий устойчивой работы ЭЭС.

Для оперативного анализа режимной ситуации ЭЭС необходимо знать состав оборудования, особенности режимов работы объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону соответствующего диспетчерского центра, «слабые места» подконтрольной ЭЭС. Поэтому для изучения режимных особенностей той или иной ЭЭС предлагается дополнить проведение противоаварийных тренировок обязательным решением режимных задач, результатом решения которых является получение таких режимов работы ЭЭС, при которых все его параметры лежат в рамках допустимых отклонений, а суммарное время работы объектов электроэнергетики в вынужденном режиме не превышает 20 мин., выполнены требования по обеспечению запаса статической апериодической устойчивости.

Подготовка режимных задач состоит из следующих этапов:

- выбор режимной ситуации,
- моделирование условного режима работы энергосистемы
- подготовку технических средств, используемых для их решения.
- Режимная ситуация задается в следующем порядке:
- исходный режим работы энергосистемы (время года, время суток, температура наружного воздуха, загрузка электростанций);
- отклонения от нормальной схемы электрических соединений (оборудование, выведенное в ремонт, выведенное в холодный резерв);
- аварийное возмущение (ситуация в энергосистеме, которая привела к нарушению нормального режима работы, и ее видимые последствия);
- предлагаемое для решения задание.

Управление заданным режимом производится путем осуществления переключений в электроустановках, ведения оперативных переговоров, ликвидации отклонений параметров режима работы энергосистемы от нормального, а также управлением режимом работы энергосистемы в условиях сезонных явлений, климатических и метеорологических условий.

В качестве средств стимулирования персонала предлагается введение штрафных баллов за излишний ввод генерирующего оборудования, ошибочные действия, приведшие к недопустимой токовой перегрузке оборудования, неэффективному изменению генерации электростанций, создание длительно недопустимой рабочей схемы энергосистемы или превышение максимального допустимого перетока мощности в каком-либо сечении.

Применение подобного метода подготовки диспетчерского персонала по вопросам знания режима подконтрольной энергосистемы позволит повысить уровень подготовки персонала в части знания схемы операционной зоны, ее режимных особенностей, повышение внимательности персонала к изменению параметров технологического режима работы оборудования, навыков быстрого принятия правильных решений и отдачи необходимых стандартных диспетчерских команд, ведения оперативных переговоров в соответствии с требованиями [2,3].

Литература

1. СТО 59012820.27010.002-2011 Подготовка и проведение противоаварийных тренировок с диспетчерским персоналом.
2. 995.3.22.011-100.21/10.2012 Инструкция о порядке ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом Филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ Сибири.
3. Р27-б1-I-11.3-5.1.4 Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электрической части энергосистемы в операционной зоне Филиала ОАО «СО ЕЭС» Красноярское РДУ.

СОДЕРЖАНИЕ

СИСТЕМНАЯ АВТОМАТИКА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И ПРОТИВОАВАРИЙНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭЭС

Андреев М.В., Рубан Н.Ю. Применение детализированных моделей для повышения достоверности проверки устройств релейной защиты и автоматики в «замкнутом цикле» 7

Беличенко Р.И., Беличенко В.И. Быстродействующая селективная защита низковольтных комплектных распредустройств 10

Бурим Р.С. Релейная защита и противоаварийное управление ЭЭС 13

Вагапов Г.В., Абдуллин Л.И. Нечеткие алгоритмы функционирования защиты от ОЗЗ 17

Вагапов Н.Р. Эффективность управляющего воздействия «ускоренный УРОВ» с точки зрения обеспечения динамической устойчивости березовской ГРЭС с учетом ввода 3-го энергоблока 20

Васильев А.П., Савин А.С. Разработка интеллектуального блока управления, реагирующего на недопустимое снижение частоты, напряжения и перегрузку по току 24

Волков А.И. АВР цепей напряжения 26

Героев С.А., Иванов Н.А. Оптимизация схем вторичной коммутации присоединений 6-35 кВ 30

Володин К.В., Милосердов П.С. Автоматика фиксации тяжести короткого замыкания ПС 220кВ «Заречная», актуальность и реализация 33

Глухов Д.А. Логическая защита шиносоединительного выключателя для резервирования защит линий 36

Гордиенко И.С. Адекватное моделирование дистанционных защит на базе современных средств моделирования энергосистем 40

Горшков Ю.Е. Моделирование бросков токов намагничивания однофазных силовых трансформаторов при каскадных включениях под напряжением 44

Горшков К.Е. Расчет токов короткого замыкания произвольной длительности с применением математических моделей синхронных генераторов 47

Гофман А.В., Кеткин Л.А., Калашников Ф.С., Чусовитин П.В. Россия и CIGRE: 90 лет партнерства и опыт работы с молодежью 51

Заманов Р.Д., Каграманов С.В. Анализ отключения сложного однофазного повреждения в сети 110 кВ 57

Здоренко С.Б. Сравнительный анализ подходов к реализации цепей тока и напряжения 61

Иванов И.Ю. Разработка адаптивного алгоритма функционирования дифференциальной защиты линий электропередачи напряжением 110-220 кВ 63

Кац П.Я., Лисицын А.А., Тен Е.А. Формирование в ЦСПА вектора изменения режима, учитывающего реальные направления утяжеления режима при заданном аварийном возмущении 67

Киреев П.С., Недосеков Н.А., Нагай И.В., Литаш Б.С., Богдан В.А. Разработка систем защит дальнего и ближнего резервирования трансформаторов ответвительных и промежуточных подстанций 70

Кизин В.А. Применение микропроцессорной техники в учебной лаборатории ...75

Кириллов И.С. Технологии связи, применяемые в энергетике, в частности, релейной защите и противоаварийной автоматике (РЗ и ПА) 78

Конова Е.А. Влияние переходного сопротивления в месте короткого замыкания на работу дистанционной защиты линий электропередачи напряжением 110-220 кВ 81

Костинский С.С., Михайлов В.В., Алексеева Д.С., Лопанский В.В., Мельник С.Е. Регулируемый дугогасящий реактор 85

Костинский С.С., Михайлов В.В., Авраменко В.В., Новикова Е.В., Кабаргина Ю.А. Анализ погрешностей измерения трансформаторов тока с магнитопроводами из электротехнической стали и аморфного нанокристаллического материала 88

Кошелько С.П., Качесов В.Е. Адаптивное ОАПВ на основе алгоритма обработки параметров переходного процесса 91

И.А. Кошельков, Ю.Н. Алимов Исследование зависимости поведения дискретных входов микропроцессорных устройств РЗА от процессов в сетях оперативного постоянного тока с традиционной схемой контроля изоляции 95

Куликов А.Л., Клюкин А.Н. Совершенствование алгоритмов фазовой селекции с применением статистической информации 99

Крайцер И.И., Никитин К.И. Моделирование органа направления мощности с одним, токовым, входным сигналом 103

Куликов А.Л., Фальшина В.А. Разработка цифровых фильтров электрических сигналов в условиях изменения частоты 105

Кунцевич Я.Ю., Ефремова П.В. Проблема перехода на интелентуальные электронные устройства в операционной зоне ОДУ Юга 109

Куров Н.Н., Зубова И.В., Магомедов А.А. Сверхбыстродействующая релейная защита системы электроснабжения с МТУ.....112

Лебедев В.Д., Яблоков А.А., Нестерихин А.Е., Полушкин В.А. Измерительные пояса роговского для цифрового трансформатора тока 116

Малахов А.А., Рыбалкин А.Д. Расчет времени насыщения сердечника ТТ при трансформации тока короткого замыкания 119

Малафеев А.В., Панова Е.А. Математическое моделирование релейной защиты силовых трансформаторов с высшим напряжением 110-220 кВ для анализа ее работы в аварийных несимметричных режимах в условиях систем промышленного электроснабжения 121

Мамалимов Д.О. Воздействие на остаточную индукцию в магнитопроводе силового трансформатора как способ уменьшения бросков тока намагничивания . 125

Мамалимов Д.О. Математическое исследование колебательного размагничивающего процесса в магнитопроводе силового трансформатора при отключении .. 129

Марутов А.И. Резонансные явления на отходящих воздушных линиях 500 кВ от Ростовской АЭС (РОАЭС) с шунтирующими реакторами (ШР) 132

Мурзина Е.А. Методы аналитического расчета переходных процессов при замыканиях на землю 137

Новиков С.И., Хузяшев Р.Г., Кузьмин И.Л. Оптимальная цифровая фильтрация сигналов тока и напряжения при однофазных замыканиях на землю в распределительных воздушных сетях 140

Носиковский А.В., Нагай В.И. Алгоритмы работы централизованно-распределенной системы дуговой защиты кру 6-10 кв с активными датчиками информации 144

Носиковский А.В., Нагай В.И. Централизованно-распределенная система дуговой защиты КРУ 6-10 кВ с активными датчиками информации 147

Подшивалин А.Н., Александров Н.М. Диагностика измерительных каналов РЗА на основе избыточных измерений 151

Прокудин А.В., Гольдштейн М.Е. Определение оптимального числа ступеней тиристорного устройства гашения поля синхронного генератора 154

Разумов А.Н., Молвинских М.Ю., Позюбан А.В., Бородин О.С. Микропроцессорное устройство автоматического регулирования напряжения трансформаторов под нагрузкой..... 157

Реуцкий А.А. Обеспечение динамической устойчивости генерирующего оборудования электростанций при близких к шинам электростанции или узловой подстанции коротких замыканиях в Астраханской энергосистеме 161

Селидевский А.С., Кудинов И.Д. Элементы обучающей и контролирующей электронных систем по проблематике “Противоаварийное управление ЭЭС” 165

Сергеев Е.В. Технические решения по повышению селективности автоматики разгрузки при затяжных коротких замыканиях 168

Сергеев Е.В., Четыркин А.А., Сидоров К.А. Принципы выбора уставок микропроцессорных комплексов противоаварийной автоматики, обеспечивающей динамическую устойчивость энергосистем 171

Сидненко А.С. Повышение эффективности проектирования вторичных цепей релейной защиты, противоаварийной автоматики энергосистем.....175

Синегубов А.П., Пасиков Р.А. Исследование индукционных преобразователей тока утечки 178

Столбовский В.В., Тимошенко А.А., Нагай И.В. Анализ чувствительности защит дальнего резервирования в электрических сетях 110 кВ филиала ОАО «МРСК Юга»-«Ростовэнерго» 181

Тащилин В.А., Паздерин А.В., Чусовитин П.В., Шабалин Г.С. Настройка регулятора возбуждения по линеаризованной модели энергосистемы 184

Токарь К.А., Андреев А.Н. Адаптивные алгоритмы управления режимом электропередачи постоянного тока 188

Украинцев А.В., Бабичев А.С., Рязанов Д.В., Медведева Н.П. Анализ схем подключения вторичных обмоток трансформаторов тока нулевой последовательности для параллельно включенных кабелей 6-35 кВ 190

Федорова М.А. Устройства для определения места замыкания на землю для линий 6 - 35 кВ 193

Филатова Г.А. Исследование работы трансформаторов тока в переходных режимах замыкания на землю в сетях 6-35 кВ 196

Федотов А.И., Мударисов Р.М. Методика оценки устойчивости синхронных двигателей при провалах напряжения в условиях воздействия нарушения на возбудитель машины 199

Хакимзянов Э.Ф., Исаков Р.Г., Абдрахманов А.Х. Поведение измерительных органов дистанционной защиты в распределительной сети 10 кВ при металлических замыканиях на землю 203

Храпко С.Б. Опыт внедрения и особенности применения устройства противоаварийной автоматики энергоузла (УПАЭ) на Сургутской ГРЭС-2 207

Шагурина Е.С., Винокурова Т.Ю. Расчеты высших гармоник в токе замыкания на землю на математических моделях компенсированных сетей 6-10 кВ 211

Хрущев Ю.В., Беляев Н.А. компенсация отклонений параметров режима в задаче синтеза устройства синхронизации генераторов и частей энергосистем с эталонной моделью 215

Юшманов П.А. Опыт и особенности определения места повреждения на высоковольтных линиях электропередачи в тюменской энергосистеме 219

Куликов А.Л., Обалин М.Д., Колобанов П.А. Использование имитационных моделей для совершенствования алгоритмов определения места повреждения линий электропередачи 222

Захарова Е.В., Попов М.Г. Обобщенный анализ статической устойчивости объединенных энергосистем с цепочечной структурой 225

Миналиев И.В., Мустафин Р.Г. «Nortroll» – индикаторы неисправностей для распределительных сетей среднего напряжения 229

Кузнецов В.Л., Гущин М.В. Создание микропроцессорного комплекса для диагностики и испытаний средств релейной защиты и автоматики энергосистем .. 231

Бердин А.С., Герасимов А.С., Захаров Ю.П., Коваленко П.Ю., Мойсейченков А.Н. Оценка энергии демпфирования синхронного генератора при низкочастотных колебаниях 234

Варфоломеева Р.В., Махнитко А.Е., Герхард Я.Х., Линкевич О.А. О возможностях малой гидроэнергетики Латвии и алгоритмах системы управления ее станциями 237

ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ЭЭС

Асадуллин Р.Н., Казанцев А.А., Косорлуков И.А. Энергоэффективный метод контактного соединения ошиновок 242

Вуколов В.Ю., Папков Б.В. Мониторинг энергоэффективности территориальных сетевых организаций 244

Годин М.А. Обоснование условий установки мобильной микроГЭС рукавного типа 248

Гордюшин А.В., Салтанов Р.А., Галкин И.А., Ломан Т.В., Баумс А. Исследование системы для подзарядки транспортного средства общественного пользования 251

Дмитриева А.С. Применение систем противоаварийного управления в качестве энергосберегающей технологии на примере реконструкции локального комплекса противоаварийной автоматики пс 500 кВ Тагил Свердловской энергосистемы 255

Ефимов Н.Н., Паршуков В.И., Папин В.В. Микроэнергетический комплекс на базе влажно-паровой турбины для автономного энергоснабжения малоэтажных децентрализованных потребителей 259

Жеваев М.С., Косилов Н.В., Мякишев В.М., Танаев А.В. Экспериментальное определение динамических параметров сварочного трансформатора 262

Калечиц В.Н. Мероприятия по повышению энергоэффективности наружного освещения 266

Кяляшев В.Ф., Ковтун Д.В., Чапля Д.В. Кисловодская солнечная электростанция 268

Логачёва А.Г., Вафин Ш.И. Повышение надежности работы электропривода собственных нужд электростанции путем применения многофазного асинхронного электропривода 271

Павлюков В.С., Павлюков С.В. Использование смешанных переменных и элементов искусственного интеллекта для моделирования режимов электрической системы с целью повышения ее управления 274

Паздерин А.В., Солодянкин С.А. Вопросы размещения быстродействующих устройств регулирования активной и реактивной мощности в высоковольтных электрических сетях 278

Пастухов О.В. Повышение эффективности работы Астраханской Парогазовой установки 110 МВТ 282

Патрин С.В., Колмаков А.В., Онипченко Н.М. Тригенерация как способ повышения эффективности энергетики России 286

Синев Ф.В. Повышение эффективности электроснабжения с помощью автономных ветродизельных установок 289

Слипенчук Д.Г., Дадонов А.Н. Адаптивные системы отключения нагрузки как способ повышения эффективности противоаварийного управления 291

Сухорутченко Д.В., Кравченко В.Ф. Технологии повышения пропускной способности ЛЭП 295

Тавлинцев А.С., Шорикова М.Е., Юферев С.В. Возможность использования электромобилей в процессе распределения электроэнергии 298

Тригидько И.О. Анализ повышения рентабельности солнечных фотоэлектрических установок при их внедрении в ОЭС Юга 301

Троицкий А.И., Костинский С.С. Анализ результатов измерений, проведенных на модели «Трансформатор 10(6)/0,4 кВ – несимметричная нагрузка, соединенная в звезду с глухим соединением нейтрали нулевым проводником» 305

Чеботарев С.Н., Пащенко А.С. Наногетероструктурные солнечные элементы для автономного электроснабжения 309

Чемборисова Н.Ш., Тужилов С.С., Лысова К.А. Использование обобщенных показателей схемы и режима в задачах оптимизации 313

Новиков С.Л., Рыбников Д.А. Перспективные технологические решения при построении распределительных электрических сетей 317

Ерохин П.М., Колясников К.С., Максименко Д.М. Оптимизация недельных режимов гидротепловой энергосистемы методом внутренней точки 320

ПРОБЛЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ

Березовский П.К. Нормативно-техническое регулирование интеграции источников распределенной генерации в энергосистему 325

Бикбаев Р.А. Распределенная энергетика в операционной зоне Тюменского РДУ 328

Дернов А.И. Концепция развития систем электроснабжения будущего 332

Кирпиков А.В., Обоскалов В.П., Померанец Д.И. Оптимальное размещение устройств распределенной генерации в радиальной электрической сети 336

Крюков А.В., Чан Зюй Хынг Применение вставок постоянного тока в электроэнергетике железнодорожного транспорта 340

Навасардян А.А. Подводные всесезонные бесплотинные мини-ГЭС 344

Паздерин А.В., Бартоломей П.И., Вяткин В.В., Ерошенко С.А., Ступин М.В. Классификация и термины систем распределенной генерации 346

Робустова Ю.В. Анализ и классификация определений распределенной генерации 350

Тимусь А.А., Кудинов И.Д. К проблематике распределенной генерации в электрических сетях..... 354

Троцко Р.А., Сидоров К.А. Преимущества и недостатки современных ветряных электростанций, особенности параллельной работы с сетью 357

Рогов Г.В. Несимметрия в системах электроснабжения железных дорог 361

Прокопченко С.В. Спектральные характеристики режимных параметров ветроагрегата при параллельной работе с дизель-генератором 364

Михайлевская А.В. Синергетический синтез законов иерархического управления автономной энергоустановкой с ветроустановкой 368

Горин А.В., Цыгулёв Н.И., Тютин Н.А. Устойчивость работы электропередачи: Ветроэнергетическая установка – энергосистема 374

Пасиков Р.А., Проус В.Р., Тютин Н.А. Стабилизация режима работы инвертора генератора ветровой электростанции 377

РЕАЛИЗАЦИЯ РЫНОЧНОГО МЕХАНИЗМА В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ

Вдовина О.И., Карпов И.В., Обоскалов В.П., Паниковская Т.Ю. Стратегия потребителя при формировании заявок на рынке на сутки вперед 382

Дашков В.М., Семин В.Е. Анализ эффективности мероприятий в области экономии электроэнергии 386

Дашков В.М. Об эффективности замены малозагруженных силовых трансформаторов 389

Карпов И.В., Обоскалов В.П., Паниковская Т.Ю. Экономическая оценка управления электропотреблением на суточном интервале 392

Назаров А.А. Оценка надежности электроснабжения потребителей в условиях рынка электроэнергии 396

Подковальников С.В., Семенов К.А., Хамисов О.В. Моделирование механизмов развития генерирующих мощностей в условиях электроэнергетического рынка 399

Романов В.С., Леонов О.В., Романов А.А., Гольдштейн В.Г. Обзор систем противоаварийной автоматики Жигулевской ГЭС, участвующих в работе ЦДУ ЕЭС РФ и ОДУ Средней Волги 404

ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ И ПРОБЛЕМЫ ПОДГОТОВКИ СПЕЦИАЛИСТОВ ДЛЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ

Агеев Н.А., Космынина Н.М. Оптимизация проектирования структурных схем подстанций 410

Близнюк Д.И., Плясунов А.О. Анализ эффективности проведения курсов «Основы электроэнергетики» для профильных групп в рамках проекта «Школа – ВУЗ – Предприятие» благотворительного фонда «Надёжная смена» 414

Богданов И.В., Хромов Н.П., Сошинов А.Г. Инновационный подход к подготовке энергетиков нового поколения 417

Жумангалиева Р.Ж. Межрегиональная летняя школа «Энергия молодости» как способ подготовки кадрового резерва ОАО «СО ЕЭС», моделирования производственных отношений и внутрикорпоративных связей 420

Ковтун Д.В., Хорунжая А.С. Внедрение балльно-рейтинговой системы оценки производственной деятельности и профессионального уровня подготовки диспетчерского персонала как фактор повышения эффективности контрольно-оценочной функции управления филиала ОАО “СО ЕЭС” ОДУ Юга 423

Коржов А.В., Коржова М.Е. Методика оценки качества работ электромонтёра-кабельщика в городской распределительной сети 427

Куликов А.А., Шевчук С.А., Котов О.М. Решение прикладных задач с помощью учебной базы потребителей электрической энергии 430

Николаенко И.Н., Толстихина Л.В., Черкашина Е.С. Применение программного комплекса Moodle для подготовки и переподготовки специалистов гидроэнергетиков 434

Пономаренко А.В., Цапенко В.Н. Разработка учебных тренажеров для подготовки оперативного персонала к работе с турбогенераторами 437

Родин М.А., Юрченко Е.Ю. Проблема дезадаптации персонала на рабочем месте 439

Сусла Т.С., Толстихина Л.В. Адаптация программного комплекса RASTR для подготовки специалистов компании «РусГидро» 442

Чусовитин П.В., Тащилин В.А., Шабалин Г.С. Разработка учебно-методического комплекса для моделирования электромеханических переходных процессов 445

Ю.В. Хрущев, Н.Л. Бацева, Н.П. Фикс, Э.Я. Калани Постановка деловых игр по оперативному управлению в электроэнергетике для профессиональной подготовки магистрантов 448

Лысенко Л.А. Решение режимных задач как эффективное средство подготовки диспетчерского персонала 452

Научное издание

ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА ГЛАЗАМИ МОЛОДЁЖИ

Научные труды IV международной научно-технической конференции

14-18 октября 2013 года

Том 2

Подписано в печать 28.09.2013 г.
Формат 60x84 1/8. Бумага офсетная.
Печать оперативная. Усл. п. л. 53,94. Уч.-изд. л. 58.
Тираж 300 экз. Заказ 47-3064

Изд-во ООО «Лик»
346400, г. Новочеркасск, ул. Красноармейская, 18

Отпечатано в Издательско-полиграфическом комплексе «Колорит»
ИП Питчак Е.В.
346430, г. Новочеркасск, пр. Платовский 82Е
тел. 8-918-518-04-29, 8-952-603-0-609
center-op@mail.ru