

ISSN 1995-5685

ЭЛЕКТРО

2'2011

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА • ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ЭЛЕКТРОЗАВОД

Многопрофильная интегрированная компания, ориентированная на комплексную реализацию проектов строительства и реконструкции объектов энергетики с выполнением полного цикла работ и сдачей «под ключ», включая проектирование, организацию строительства и комплексные поставки основного и технологического оборудования, монтаж, пуско-наладку, диагностику, сервисное обслуживание.



Однофазный автотрансформатор 267 МВА 500 кВ



Шунтирующие реакторы 110 МВАр 750 кВ



Силовой трехфазный трансформатор 63 МВА 220 кВ

ПРОДУКЦИЯ:

- ◆ Трансформаторы силовые, распределительные и промышленного назначения на напряжения 0,5 – 750 кВ мощностью от 0,063 кВА до 630 МВА.
- ◆ Измерительные трансформаторы тока и напряжения до 750 кВ.
- ◆ Электропечные трансформаторы на напряжения до 220 кВ мощностью до 120 МВА.
- ◆ Преобразовательные трансформаторы для городского электротранспорта и других целей.
- ◆ Реакторы электрические различного назначения на напряжения до 1150 кВ: шунтирующие (в том числе управляемые), токоограничивающие, заземляющие, фильтровые и другие.
- ◆ Высоковольтное коммутационное оборудование.
- ◆ Комплектные распределительные устройства и трансформаторные подстанции 6 – 35 кВ.
- ◆ Преобразовательная техника: тристорные пусковые устройства для синхронных и асинхронных двигателей, преобразователи частоты, регуляторы напряжения и прочее.

107023, г. Москва, ул. Электрозаводская, д.21

Тел.: (495) 777-82-26 факс: (495) 777-82-11

e-mail: info@elektrozavod.ru

www.elektrozavod.ru

МЫ ТРАНСФОРМИРУЕМ ЭНЕРГИЮ!

Производственные комплексы в Москве, Уфе, Запорожье
Представительства в Белоруссии, Украине, Казахстане

ЭЛЕКТРО

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА • ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

ОСНОВАН В 2000 г.

УЧРЕДИТЕЛЬ

ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД»

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Алпатов М.Е. - д.т.н., ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД»
Бутырин П.А. - член-корреспондент РАН
Быков В.А. - к.т.н., ВНИТИ РАН
зам. главного редактора
Гвоздев Д. Б. - к.т.н., ОАО «ФСК ЕЭС»
Добрусин Л.А. - д.т.н., ГУП «ВЭИ им. В.И. Ленина»
Ковалев В.Д. - д.т.н., проф.,
ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД»
Кудрявый В.В. - д.т.н., проф., Главный редактор
Кучеров Ю.Н. - д.т.н., ОАО «СО ЕЭС»
Лачугин В.Ф. - к.т.н., ОАО «Энергетический
институт им. Г.М. Кржижановского»
Макаревич Л.В. - Генеральный директор
ОАО «ЭЛЕКТРОЗАВОД»
Месенжник Я.З. - д.т.н., проф., ВНИИКП
Мисриханов М. Ш. - д.т.н., ОАО «ФСК ЕЭС»
зам. главного редактора
Славинский А. З. - д.т.н., завод «ИЗОЛЯТОР»
Старшинов В.А. - к.т.н., проф., МЭИ
Фаворский О.Н. - академик РАН
Шакарян Ю.Г. - д.т.н., проф., ОАО «ВНИИЭ»

ГЛАВНЫЙ РЕДАКТОР

Кудрявый В.В.

РЕДАКЦИЯ

Быков В.А. – зам. главного редактора
Гинзбург Т.В. – отв. секретарь
Соболевская Е.Г., Фонарева М.В.

Адрес редакции:

Россия, 107023 Москва,
Электрозаводская ул., 21
журнал ЭЛЕКТРО
Тел.: (499) 152-5655
E-mail: elektro@viniti.ru
elektro1@viniti.ru
<http://elektro.elektrozavod.ru>

Журнал зарегистрирован
Министерством Российской Федерации по делам
печати, телерадиовещания и средств массовых
коммуникаций ПИ 77-3052 от 24 марта 2000 г.
Регистрационный номер 004102
© «Электрозавод» 2000 г.

Тираж 1000 экз.

2'2011



СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Технология векторной регистрации параметров и ее применение для управления режимами ЕЭС России
Куликов Ю.А. 2

ИССЛЕДОВАНИЯ И РАЗРАБОТКИ

Определение запасов режимных параметров электроэнергетической системы на основе спектральной теории чувствительности
Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н. 6

Исследования перенапряжений при коммутации силовых шунтирующих реакторов
Овсянников А.Г., Шиллер О.Ю. 11

Изменение собственной индуктивности обмотки якоря в двигателе постоянного тока с вентильно-механической коммутацией
Галян Э.Т. 15

Развитая шумовая излучающая модель электроэнергетического оборудования
Клоков В.В., Лосев В.Л., Попович А.Б., Силин Н.В., Шевердин Д.Г. 19

ПРОЕКТИРОВАНИЕ

Методика выбора ветроэнергетических установок малой мощности
Обухов С.Г., Сурков М.А., Хошнау З.П. 25

Расчет допустимого тока в металлическом экране при двойном коротком замыкании с учетом барьерных слоев около экрана
Холодный С.Д., Холодный Д.С. 31

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Анализ результатов расчетов эффективности работы гасителей вибрации ГПГ-1,6-11-350, ГПГ-1,6-11-450, ГПГ-1,6-11-550 на образце провода АС 120/19
Трофимов С.В. 34

Оптимизация сечения провода в протяженных линиях электропередачи 0,4 кВ с распределенной нагрузкой
Галимова А.А. 41

В ПОРЯДКЕ ОБСУЖДЕНИЯ

**Неизбежны ли техногенные аварии?
К технико-физическому анализу аварии на Саяно-Шушенской ГЭС**
Каганов В.И. 44

Перечень конференций в области энергетики и электротехники в 2011 году (май-сентябрь) 51

ИНФОРМАЦИЯ 5, 10, 24, 30, 33, 50

Журнал «ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность» включен в Перечень ведущих рецензируемых научных журналов и изданий, в которых должны быть опубликованы основные научные результаты диссертаций на соискание ученых степеней доктора и кандидата наук

Перепечатка материалов из журнала допускается только с разрешения редакции
За точность фактов и достоверность информации ответственность несут авторы

ТЕХНОЛОГИЯ ВЕКТОРНОЙ РЕГИСТРАЦИИ ПАРАМЕТРОВ И ЕЕ ПРИМЕНЕНИЕ ДЛЯ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЕЭС РОССИИ

Куликов Ю.А., канд. техн. наук

Рассмотрена возможность получения детальной информации о параметрах установившихся и переходных режимов ЕЭС/ОЭС, возникающих вследствие технологических нарушений или аварий. Проанализированы системы мониторинга в крупнейших энергообъединениях мира и системы мониторинга переходных режимов и запасов устойчивости в российском энергообъединении ЕЭС/ОЭС. Приведена схема размещения регистраторов системы мониторинга переходных процессов в России. Дан анализ использования таких систем для информационного обеспечения управления режимами.

Ключевые слова: энергосистемы; управление режимами; векторная регистрация параметров; мониторинг; информационное обеспечение управления; ЕЭС/ОЭС России

В крупнейших энергообъединениях мира высокими темпами развиваются распределенные системы измерения параметров переходных режимов, получившие название Wide Area Measurement Systems (WAMS), основанные на технологии синхронизированной векторной регистрации параметров электрического режима (технология СВРП). В России аналогичная система получила название Система мониторинга переходных режимов (СМПР). Технология СВРП позволяет регистрировать параметры режимов электроэнергетической системы с высокой дискретностью в интервале 0,02-0,2 с в течение длительного времени (до 15 мин. и более) и с синхронизацией измерений посредством GPS или ГЛОНАСС. Информация такого качества существенно отличается от данных, получаемых с помощью существующих систем телеметрии, и дополняет их.

С созданием СМПР появилась возможность получать более детальную информацию о параметрах установившихся и, главным образом, переходных режимов ЕЭС/ОЭС, возникающих вследствие технологических нарушений или аварий.

Наличие данной информации позволяет значительно повысить уровень изучения динамических свойств энергообъединения стран СНГ и Балтии (ЕЭС/ОЭС), решать такие задачи управления режимами, как: анализ причин и последствий технологи-

Feasibility of acquisition of detailed information on parameters of steady state or transient state operation of EUS/IES of Russia that may be a result of disturbances and failures is considered. Monitoring systems of major energy interconnections in the world and monitoring systems of transient state operation and stability factor in the EUS/IES interconnection of Russia are analyzed. Arrangement scheme of transient state operation monitoring system recorders is described. Analysis of usage of such systems for information support of operation control is disclosed.

Keywords: energy systems; operation control; vector logging of parameters; monitoring; information support of control; EUS/IES of Russia

ческих нарушений и системных аварий, верификация динамических моделей электроэнергетических систем, оценивание состояния, визуализация текущего состояния, а также разрабатывать новые принципы управления электроэнергетической системой, используя взаимные углы векторов напряжений.

Управление режимами энергообъединения ЕЭС/ОЭС связано с непрерывным изучением динамических свойств, проявляющихся при технологических нарушениях. Эти исследования важны для уточнения ограничений пропускной способности межсистемных связей и сечений по условиям динамической устойчивости, что позволяет повысить экономические показатели управления режимами энергообъединения.

Таким образом, СМПР является инструментом исследования динамического поведения больших и протяженных энергообъединений. В то же время активно обсуждается вопрос о целесообразности регистрации с помощью технологии СВРП параметров электромагнитных переходных режимов. Информация такого типа может существенно дополнить информацию, получаемую с цифровых регистраторов аварийных процессов (ЦРАПов), используемых для анализа функционирования систем релейной защиты и локальной автоматики электроэнергетических систем.

Системы мониторинга в крупнейших энергообъединениях мира

Первые векторные регистраторы параметров режима (**Phasor Measurement Units, PMUs**) были установлены в США в энергосистеме BPA¹ энергообъединения WECC² в 1988 г. В энергосистеме BPA были проведены лабораторные и натурные испытания первого прототипа регистратора, разработанного в политехническом институте Вирджинии [1]. В 1994 г. в энергообъединении WECC были установлены первые коммерческие регистраторы в рамках научно-исследовательского проекта EPRI³. В настоящее время в энергосистеме США установлено более 140 регистраторов PMU и по прогнозу экспертов общее число регистраторов в течение ближайших нескольких лет должно достигнуть 500 единиц.

Разработка принципов мониторинга и управления режимами в США с помощью WAMS осуществляется, в частности, в рамках научно-исследовательского проекта NASPI⁴, который реализуется при активном участии университетов Джорджии, Вайоминга, политехнического института Вирджинии и др.

Система распределенного мониторинга параметров режимов в энергосистемах UCTE⁵ (в 2009 г. UCTE вошел в состав ENTSO-E⁶) начала создаваться в середине 1990-х годов. В этих энергосистемах установлено и интегрировано в систему WAMS свыше 50 регистрирующих устройств, среди которых применяются разные типы регистраторов (BEN 6000, Powerlog, RES 521 и пр.). Каждый из этих регистраторов имеет свои особенности в зависимости от метода регистрации и передачи данных, например, посредством интеграции в информационную систему подстанции.

Необходимо отметить высокую динамику развития системы WAMS в Китайской энергосистеме. В течение ближайшего времени предполагается установить регистраторы WAMS на всех подстанциях 330 – 750 кВ национальной и региональных сетей. В провинциальных сетях предполагается выборочно оснастить регистраторами подстанции 110 – 220 кВ. Размещение регистраторов предусмотрено также на всех генераторах с установленной мощностью 600 МВт и более. Применяются регистраторы различного типа: импортные (Macrodyne) и отечественные (SIFANG, CEPRI, NARI group). Особое внимание также уделяется созданию высокоскоростных каналов передачи данных и развитию программного обеспечения по сбору и обработке данных в сотрудничестве с такими компаниями, как OSISoft (США) и Fibrlink.

Большая аналогичная работа ведется и в других энергосистемах мира, из которых можно отметить энергосистемы Бразилии, Мексики, Кореи, Японии, Индии.

¹ Bonneville Power Administration

² Western Electric Coordinating Council

³ Electric Power Research Institute, США

⁴ North American SynchroPhasor Initiative

⁵ Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

⁶ European Network of Transmission System Operators for Electricity

Система мониторинга переходных режимов в энергообъединении ЕЭС/ОЭС

Система СМПП энергообъединения ЕЭС/ОЭС [2] представляет собой совокупность регистрирующих приборов, концентраторов данных, каналов передачи информации между регистраторами, концентраторами данных и центрами управления, а также средств обработки полученной информации. Структурная схема СМПП представлена на рис. 1.

Регистраторы устанавливаются в крупных энергоузлах, на межсистемных связях и на электростанциях вторичного регулирования. Ими оснащаются объекты, распределенные по всей территории энергообъединения ЕЭС/ОЭС – с юга (Южноказахстанская ГРЭС) на север (ПС Ленинградская) и с востока (Харанорская ГРЭС) на запад (ПС Западноукраинская). Схема размещения регистраторов СМПП показана на рис. 2.

С помощью СМПП основные режимные параметры на шинах и на отходящих линиях подстанций (токи и напряжения, действующие значения векторов напряжений и перетоков мощности) регистрируются в одинаковые моменты времени с помощью сигналов PPS (pulse per second), посылаемых спутниками GPS или ГЛОНАСС.

Параметры установившегося режима регистрируются непрерывно в архиве нормального режима, обновляясь по стековому принципу.

В случае возникновения аварийного режима его параметры регистрируются в аварийном архиве. Данные аварийного архива содержат параметры режима, предшествующего аварии длительностью 100 с и аварийного режима длительностью 1000 с. Идентифика-

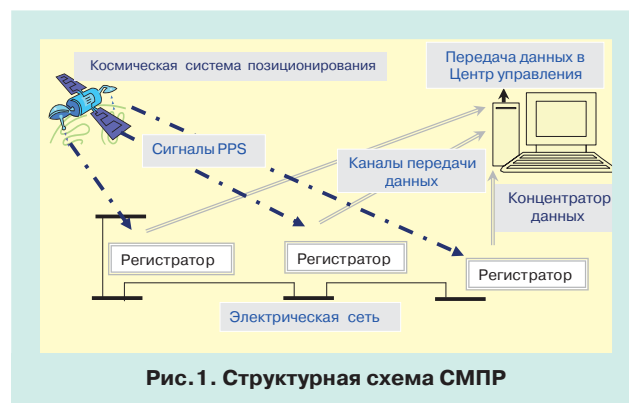


Рис. 1. Структурная схема СМПП



Рис. 2. Схема размещения регистраторов СМПП

ция аварийного режима производится по следующим признакам:

- скорость изменения частоты. Уставка, определяющая начало записи аварийного режима, может быть определена в интервале 0,05-2 Гц/с с шагом 0,05 Гц/с;
- уровень напряжения, который может иметь значение в интервале 0-120 %.

Архивы нормальных и аварийных режимов собираются с концентраторов данных, установленных в соответствующих ОДУ, и передаются в СО ЕЭС, где обрабатываются в соответствии с конкретными задачами.

Автоматизированная система сбора информации СМПП представляется на каждом объекте автоматизации (диспетчерском центре, подстанции, электростанции) двумя подсистемами: «Система приема, обработки и хранения» и «Система межуровневого обмена» (рис. 3).

По аналогии с зарубежными WAMS такой комплекс на каждом объекте является концентратором данных с расширенным объемом выполняемых функций.

В настоящее время СМПП охватывает территорию трех государств: России, Казахстана и Украины. В 2009 г. были введены в эксплуатацию регистраторы на следующих объектах ЕЭС России: Братский переключательный пункт (ОЭС Сибири), ПС 500 кВ Бекетово,

ПС 500 кВ Тюмень, ПС Вятка (ОЭС Урала), Каширская ГРЭС, ТЭЦ-26, ПС Липецкая (ОЭС Центра), ПС 330 кВ Выборгская, ПС Кингисеп (ОЭС Северо-Запада).

В ближайшее время концерном «Росэнергоатом» запланирован ввод регистраторов на атомных электростанциях ЕЭС России: Калининской, Курской, Смоленской, Нововоронежской, Балаковской, Волгодонской, Кольской.

Использование СМПП для информационного обеспечения управления режимами

Основные направления использования СМПП могут быть разделены на две части, соответствующие режимам off-line и реального времени. В режиме off-line решаются следующие задачи:

- верификация динамических моделей энергообъединения и отдельных его частей;
- анализ технологических нарушений и аварий;
- мониторинг участия генераторов и потребителей в регулировании частоты и мощности;
- мониторинг участия областей регулирования в регулировании частоты и мощности.

На первом этапе освоения РМ технологии Системным оператором ЕЭС решены задачи верификации динамических моделей и мониторинга низкочастотных колебаний в режиме off-line. Описание процедуры

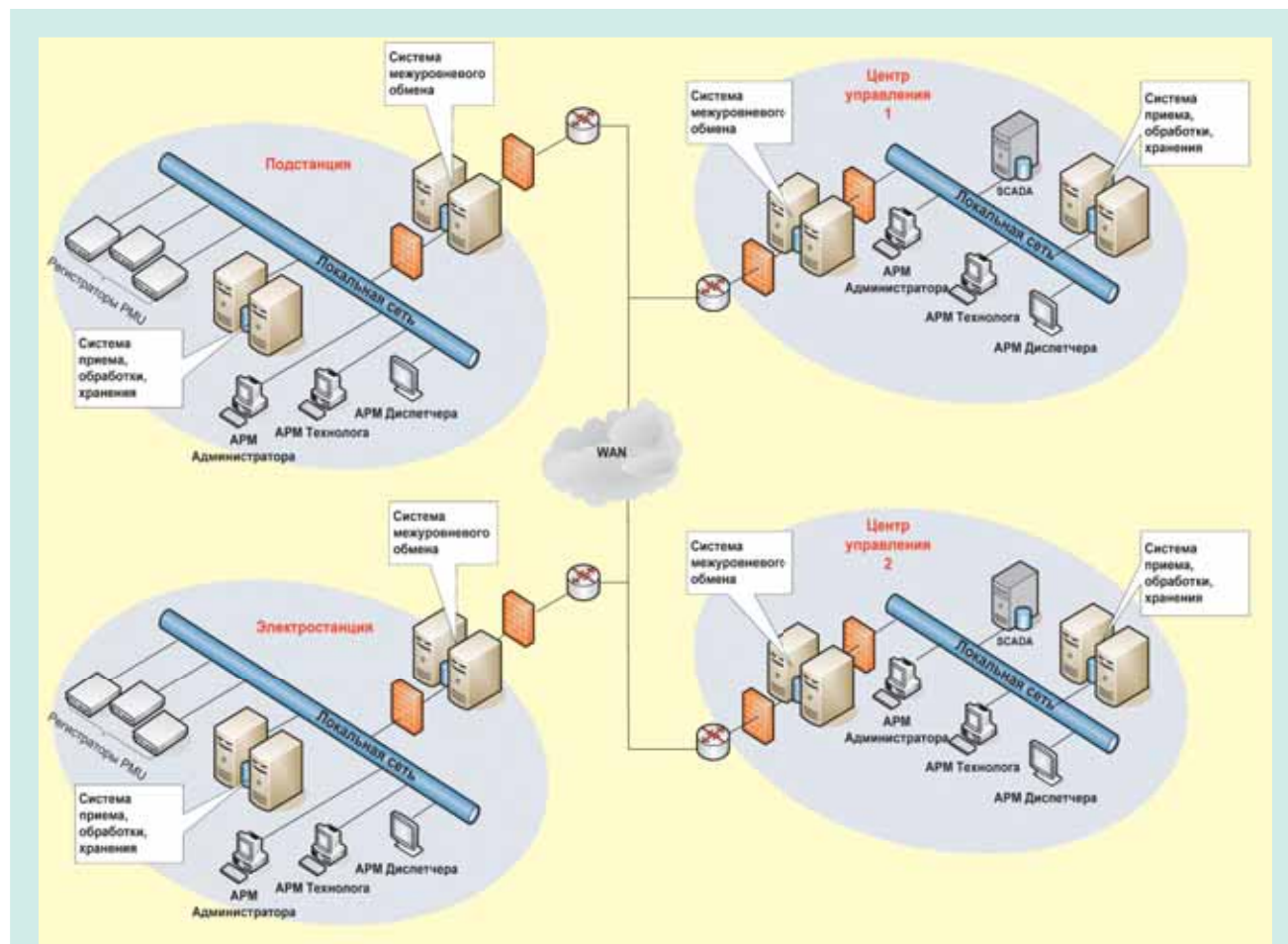


Рис. 3. Архитектура системы сбора информации

верификации динамической модели и мониторинга низкочастотных колебаний приведено в [3].

Перевод СМПП в режим реального времени позволяет повысить эффективность РМТ для управления режимами электроэнергетической системы и отдельных ее частей. Управление режимами в реальном времени позволяет решать следующие задачи:

- мониторинг запасов устойчивости;
- мониторинг низкочастотных колебаний;
- мониторинг уровней напряжения;
- оценка динамической устойчивости;
- обеспечение оптимального потокораспределения;
- мониторинг асинхронных режимов;
- визуализация режимов;
- противоаварийное управление.

Из приведенного перечня задач реального времени в ЭЭС России введена в эксплуатацию система мониторинга запасов устойчивости с использованием РМТ, которая позволяет производить оценку тяжести электрического режима по величине фактического запаса статической устойчивости энергосистемы.

Система мониторинга запасов устойчивости

Важнейшим параметром, применяемым в практике оперативно-диспетчерского управления ЭЭС России для задания допустимой области электрических режимов, является величина максимально допустимого перетока активной мощности (МДП) в контролируемых сечениях. Расчеты МДП проводятся для наиболее неблагоприятных схемно-режимных условий энергосистемы. Поэтому большую часть времени энергосистема работает в режимах с менее жесткими ограничениями, чем те, которые принимаются при определении МДП, поскольку вероятность их появления низка. В этих режимах запасы устойчивости значительно больше нормативных, что приводит к снижению экономических показателей функционирования энергосистемы.

Пропускная способность сети является одним из основных факторов, определяющим выбор решений при управлении режимами энергосистем. В системах автоматического и автоматизированного управления, таких, например, как централизованная система противоаварийной автоматики (ЦСПА) и советчик диспетчера, фактор пропускной способности является решающим при расчете управляющих воздействий. В первом случае выработанные решения реализуются автоматически, во втором – носят характер диспетчерских команд.

Для всего многообразия схемно-режимных ситуаций невозможно заранее определить сетевые ограничения, поэтому возникла необходимость создания и внедрения в эксплуатацию программного комплекса для определения опасных сечений в системообразующей сети и их пропускной способности в условиях реального времени – системы мониторинга запасов устойчивости (СМЗУ) [4]. Пилотный проект СМЗУ реализован в ОЭС Урала в виде Системы мониторинга запасов устойчивости в северных регионах Тюменской области (СМЗУ в СРТО) В 2009 г. СМЗУ в СРТО введена в промышленную эксплуатацию. В перспективе

предполагается организовать внедрение СМЗУ в других операционных зонах СО и в системообразующей сети ЭЭС России.

Таким образом, с созданием СМПП у Системного оператора ЭЭС появился эффективный инструмент анализа динамических свойств энергообъединения ЭЭС/ОЭС, а также возникли предпосылки создания принципиально новых систем автоматического регулирования и управления режимами энергообъединения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. A. G. Phadke, J. S. Thorpe and M. G. Adamiak, "A New Measurement Technique of Tracking Voltage Phasors, Local System Frequency and Rate of Change of Frequency," IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol. PAS-102, No. 5, May 1983.
2. Аюев Б.И. О системе мониторинга переходных режимов // Энергорынок. 2006. № 2.
3. Аюев Б.И., Герасимов А.С., Есипович А.Х., Куликов Ю.А. Верификация цифровых моделей ЭЭС/ОЭС // Электричество. 2008. № 5.
4. Демчук А.Т., Жуков А.В., Кац П.Я., Данилин В.А. Система мониторинга запасов устойчивости энергосистемы с использованием технологии векторного измерения параметров // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. Сб. тр. Международной науч.-техн. конф., Москва, 2009.

Куликов Юрий Алексеевич – канд. техн. наук, доцент, начальник отдела ОАО «Системный Оператор Единой Энергосистемы»
+7 495 627 95 41 Факс +7 495 627 95 55

Подписку на журнал

ЭЛЕКТРО

электротехника, электроэнергетика,
электротехническая промышленность

можно оформить в любом отделении связи

Подписной индекс по каталогу

Агентства «РОСПЕЧАТЬ»

80832

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСОВ РЕЖИМНЫХ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА ОСНОВЕ СПЕКТРАЛЬНОЙ ТЕОРИИ ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ

Мисриханов М.Ш., докт. техн. наук
Рябченко В.Н., докт. техн. наук

Предложен спектральный метод определения запасов режимных параметров электроэнергетической системы. Метод построен на основе спектрального разложения матрицы состояния и аналитического решения недоопределенного прямоугольного матричного уравнения.

Ключевые слова: электроэнергетические системы; статическая устойчивость; режимные параметры; запасы; расчеты; методы; спектральная теория чувствительности

В электроэнергетических системах (ЭЭС) проблема анализа статической устойчивости режимов занимает одно из центральных мест [1, 2]. В качестве основного объекта практических расчетов здесь выступает линеаризация нелинейной алгебро-дифференциальной математической модели ЭЭС

$$\dot{x} = f(x, y, u), \tag{1}$$

$$0 = g(x, y, u), \tag{2}$$

где x – n -мерный вектор переменных состояния; y – m -мерный вектор параметров; u – r -мерный вектор входных воздействий; $f(\cdot)$ и $g(\cdot)$ – нелинейные векторные функции; R – множество действительных чисел. Вид векторных функций $f(\cdot)$ и $g(\cdot)$ определяется математическими моделями электрической сети и ее элементов (генераторов, трансформаторов, линий электропередачи, накопителей энергии и т.д.).

Стандартный подход к линеаризации (1), (2) связан с процедурой разложения в ряд Тейлора нелинейной векторной функции в малой окрестности установившегося режима ЭЭС. В результате линеаризации получается следующая аппроксимация

$$f(x, y, u) = f(x_0, y_0, u_0) + \frac{\partial f}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial f}{\partial y} \Delta y + \frac{\partial f}{\partial u} \Delta u,$$

$$g(x, y, u) = g(x_0, y_0, u_0) + \frac{\partial g}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial g}{\partial y} \Delta y + \frac{\partial g}{\partial u} \Delta u,$$

где нижний индекс 0, обозначает установившийся режим ЭЭС;

$\Delta x = x - x_0$, $\Delta y = y - y_0$, $\Delta u = u - u_0$ – отклонения соответствующих векторов.

Spectral method of valuation of operation parameter reserves for electric energy systems is proposed. The method is based on spectral decomposition of parameter status matrix and analytical resolution of underdetermined rectangular matrix equation.

Keywords: electric energy systems; static stability; operation parameters; reserves; computing; methods; theory of spectral response

Линеаризация уравнений ЭЭС в точке установившегося (послеаварийного) режима дает алгебро-дифференциальные уравнения

$$\Delta \dot{x} = \frac{\partial f}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial f}{\partial y} \Delta y + \frac{\partial f}{\partial u} \Delta u, \tag{3}$$

$$0 = \frac{\partial g}{\partial x} \Delta x + \frac{\partial g}{\partial y} \Delta y + \frac{\partial g}{\partial u} \Delta u. \tag{4}$$

При обратимости матрицы $\partial g / \partial y$ уравнения (3), (4) могут быть преобразованы к форме Коши (форме пространства состояний)

$$\Delta \dot{x} = \left(\frac{\partial f}{\partial x} - \frac{\partial f}{\partial y} \left(\frac{\partial g}{\partial y} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial x} \right) \Delta x + \left(\frac{\partial f}{\partial u} - \frac{\partial f}{\partial y} \left(\frac{\partial g}{\partial y} \right)^{-1} \frac{\partial g}{\partial u} \right) \Delta u \tag{5}$$

или в компактном виде

$$\Delta \dot{x} = A \Delta x + B \Delta u. \tag{6}$$

Ниже рассматривается подход к решению задачи определения запасов статической устойчивости ЭЭС на основе спектральной теории чувствительности. Ее ядро составляет механизм чувствительности собственных значений числовой матрицы A при малых вариациях ее элементов.

Спектральный метод чувствительности

Известно, что не более чем n различных в общем случае комплексных чисел λ матрицы состояния ЭЭС

$$A = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{pmatrix} = (a_{ij})_{n \times n}, \tag{7}$$

удовлетворяющих характеристическому уравнению с коэффициентами $\alpha_i, i=0, 1, \dots, n-1$,

$$\det(\lambda E_n - A) = \lambda^n + \alpha_{n-1} \lambda^{n-1} + \dots + \alpha_1 \lambda + \alpha_0 = 0,$$

называются собственными значениями (числами) матрицы. Здесь E_n – единичная матрица размера $n \times n$.

Для простой матрицы совокупности всех собственных векторов (левых L и правых R) образуют матрицы преобразования к диагональному виду с собственными числами на диагонали [3 – 5]

$$\begin{pmatrix} | & & | \\ I_1 & & I_1^{-1} \\ | & & | \\ I_2 & & I_2^{-1} \\ | & & | \\ \vdots & & \vdots \\ | & & | \\ I_n & & I_n^{-1} \\ | & & | \end{pmatrix} A \begin{pmatrix} | & & | \\ I_1 & & I_1^{-1} \\ | & & | \\ I_2 & & I_2^{-1} \\ | & & | \\ \vdots & & \vdots \\ | & & | \\ I_n & & I_n^{-1} \\ | & & | \end{pmatrix}^{-1} = LAL^{-1} = \begin{pmatrix} \lambda_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & \lambda_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & \dots & \lambda_n \end{pmatrix} = \text{diag}(\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n), \quad (8)$$

$$\begin{pmatrix} | & & | \\ r_1 & | & r_2 & \dots & | & r_n \\ | & & | \end{pmatrix}^{-1} A \begin{pmatrix} | & & | \\ r_1 & | & r_2 & \dots & | & r_n \\ | & & | \end{pmatrix} = R^{-1}AR = \text{diag}(\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n). \quad (9)$$

Известно также [3], что чувствительность собственного значения λ_i к изменению kj -го элемента a_{kj} матрицы A определяется с помощью следующей производной

$$\frac{\partial \lambda_i}{\partial a_{kj}} = r_{ji} l_{ik} = l_{ik} r_{ji}. \quad (10)$$

Если у матрицы A собственное значение λ_i – комплексное число, тогда $\partial \lambda_i / \partial a_{kj}$ также является комплексным числом, если λ_i – вещественное число, то $\partial \lambda_i / \partial a_{kj}$ – вещественное.

Формулы (10) являются ключевыми в решаемой далее задаче определения запасов режимных параметров ЭЭС.

Спектрально-аналитический подход

Составим на основании формул (10) комплексно-значное матричное уравнение, сопоставляющее малые изменения собственных значений матрицы A и малые изменения ее параметров

$$\Delta \lambda = \mathcal{L} \cdot \text{vec} \Delta A. \quad (11)$$

Здесь

$$\Delta \lambda = \begin{pmatrix} \Delta \lambda_1 \\ \Delta \lambda_2 \\ \vdots \\ \Delta \lambda_n \end{pmatrix} \quad (12)$$

– вектор малых приращений собственных значений;

$$\mathcal{L} = \begin{pmatrix} \frac{\partial \lambda_1}{\partial a_{11}} & \frac{\partial \lambda_1}{\partial a_{12}} & \dots & \frac{\partial \lambda_1}{\partial a_{n,n-1}} & \frac{\partial \lambda_1}{\partial a_{nn}} \\ \frac{\partial \lambda_2}{\partial a_{11}} & \frac{\partial \lambda_2}{\partial a_{12}} & \dots & \frac{\partial \lambda_2}{\partial a_{n,n-1}} & \frac{\partial \lambda_2}{\partial a_{nn}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial \lambda_{n-1}}{\partial a_{11}} & \frac{\partial \lambda_{n-1}}{\partial a_{12}} & \dots & \frac{\partial \lambda_{n-1}}{\partial a_{n,n-1}} & \frac{\partial \lambda_{n-1}}{\partial a_{nn}} \\ \frac{\partial \lambda_n}{\partial a_{11}} & \frac{\partial \lambda_n}{\partial a_{12}} & \dots & \frac{\partial \lambda_n}{\partial a_{n,n-1}} & \frac{\partial \lambda_n}{\partial a_{nn}} \end{pmatrix} \quad (13)$$

– матрица чувствительности собственных значений размера $n \times n^2$; Δa_{ij} – малые приращения элементов матрицы A (7); $\text{vec} A$ – процедура векторизации матрицы [6], т.е.

$$\text{vec} \Delta A = \begin{pmatrix} \Delta a_1^{\text{CTH}} \\ \Delta a_2^{\text{CTH}} \\ \vdots \\ \Delta a_n^{\text{CTH}} \end{pmatrix}, \quad \Delta a_i^{\text{CTH}} = \begin{pmatrix} \Delta a_{i1} \\ \Delta a_{i2} \\ \vdots \\ \Delta a_{in} \end{pmatrix}, \quad i = \overline{1, n}, \quad (14)$$

где Δa_i^{CTH} – i -й столбец матрицы A (7).

Как видно, комплексная матрица \mathcal{L} имеет n строк и n^2 столбцов. Таким образом, уравнение (11) является недоопределенным и его графически можно представить, как это сделано на рис. 1.

В уравнении (11) считается заданными вектор $\Delta \lambda$ и матрица чувствительности \mathcal{L} (13), а неизвестным считается вектор $\text{vec} \Delta A$ (14).

Можно показать, что если уравнение совместно, то оно обязательно имеет множество решений.

Условие совместности рассматриваемого уравнения выглядит следующим образом [7, 8]

$$\mathcal{L}_L^+ \cdot \Delta \lambda = 0, \quad (15)$$

где \mathcal{L}_L^+ – левый делитель нуля максимального ранга матрицы \mathcal{L} , т.е. матрица максимального ранга, удовлетворяющая однородному уравнению

$$\mathcal{L}_L^+ \cdot \mathcal{L} = 0.$$

Если матрица \mathcal{L} имеет полный ранг по строкам, то условие (15) выполняется автоматически (для матрицы полного ранга $\mathcal{L}_L^+ = 0$ [7]).

При этом множество решений в терминах правых делителей нуля имеет следующий вид

$$\text{vec} \Delta A = \mathcal{L}^+ \cdot \Delta \lambda + \mathcal{L}_R^+ \varphi. \quad (16)$$

Здесь \mathcal{L}^+ – псевдообратная матрица Мура-Пенроуза; \mathcal{L}_R^+ – правый делитель нуля максимального ранга матрицы \mathcal{L} , т.е. матрица максимального ранга, удовлетворяющая однородному уравнению

$$\mathcal{L} \cdot \mathcal{L}_R^+ = 0,$$

где φ – ограниченная вещественная матрица подходящей размерности (ее выбор при формировании общего решения является отдельной проблемой).

Заметим, что вычисление матриц \mathcal{L}_L^+ , \mathcal{L}^+ и \mathcal{L}_R^+ в комплексном случае не вызывает затруднений и для этого могут быть применены стандартные алгоритмы [5].

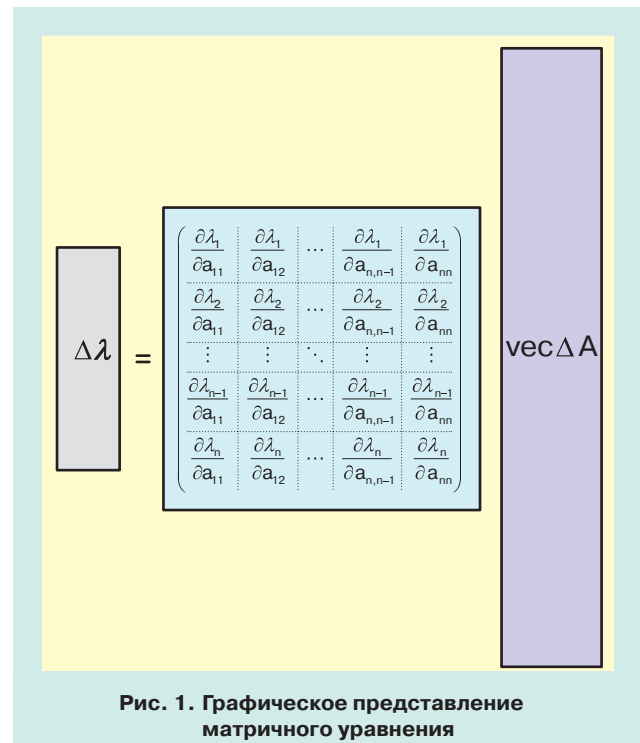


Рис. 1. Графическое представление матричного уравнения

Поскольку запасы режимных параметров интерпретируются в действительных числах (расстояниях до мнимой оси), от комплекснозначного уравнения (11) необходимо перейти к действительной форме. Для этого в общем случае от формулы (16) нужно перейти к формуле

$$\text{vec } \Delta A = \text{Re}(\mathcal{L}^+ \cdot \Delta \lambda + \mathcal{L}_R^+ \varphi^*).$$

В упрощенном случае достаточно рассмотреть только вещественную часть уравнения (11)

$$\text{Re}(\Delta \lambda^*) = \text{Re}(\mathcal{L}^+) \cdot \text{vec } \Delta A, \quad (17)$$

где $\text{Re}(\Delta \lambda^*)$ – вещественная часть вектора собственных значений $\Delta \lambda$, в которой исключены элементы, соответствующие комплексно-сопряженным парам собственных значений; $\text{Re}(\mathcal{L}^+)$ – вещественная часть матрицы чувствительности, в которой исключены строки, соответствующие комплексно-сопряженным парам собственных значений.

С учетом (17) решение (16) примет вид

$$\text{vec } \Delta A = (\text{Re}(\mathcal{L}^+))^\perp \cdot \text{Re}(\Delta \lambda^*) + (\text{Re}(\mathcal{L}^+))_R^\perp \varphi^*, \quad (18)$$

где φ^* – ограниченная вещественная матрица подходящей размерности.

Пример вычисления запасов режимных параметров

Рассмотрим пример, в котором уравнение (6) рассматривается как упрощенная модель синхронной машины [9], а матрица A имеет вид сопровождающей формы Фробениуса [3]

$$A = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ -2,001 & -3,012 & -1,007 \end{pmatrix}. \quad (19)$$

Эта матрица статически устойчива, поскольку ее собственные значения

$$\lambda = \begin{pmatrix} \lambda_1 \\ \lambda_2 \\ \lambda_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} -0,7152 \\ -0,1424 + j1,6666 \\ -0,1424 - j1,6666 \end{pmatrix} \quad (20)$$

имеют отрицательные действительные части.

Пусть нас интересуют запасы статической устойчивости (19) по всем режимным параметрам Δa_{31} , Δa_{32} , Δa_{33} . При этом необходимо найти максимально возможные вариации режимных параметров.

Из (20) определим вектор

$$|\text{Re}(\Delta \lambda)| = \left| \text{Re} \begin{pmatrix} \Delta \lambda_1 \\ \Delta \lambda_2 \\ \Delta \lambda_3 \end{pmatrix} \right| = \begin{pmatrix} 0,7152 \\ 0,1424 \\ 0,1424 \end{pmatrix} = \text{Re}(\lambda). \quad (21)$$

В силу того, что в (20) содержится комплексно-сопряженная пара собственных значений, вместо (21) следует записать

$$|\text{Re}(\Delta \lambda^*)| = \left| \text{Re} \begin{pmatrix} \Delta \lambda_1 \\ \Delta \lambda_2 \end{pmatrix} \right| = \begin{pmatrix} 0,7152 \\ 0,1424 \end{pmatrix}, \quad (22)$$

т.е. в (21) необходимо исключить последнюю строку.

Определим собственные векторы матрицы и построим соответствующие матрицы. Имеем

$$L = \begin{pmatrix} 0,9373 & 0,4538 + j0,1866 & 0,4538 - j0,1866 \\ 0,0955 & 0,7687 & 0,7687 \\ 0,3352 & 0,1877 - j0,3648 & 0,1877 + j0,3648 \end{pmatrix}, \quad (23)$$

$$R = \begin{pmatrix} 0,7510 & 0,2892 - j0,0498 & 0,2892 + j0,0498 \\ -0,5371 & 0,0418 + j0,4889 & 0,0418 - j0,4889 \\ 0,3842 & -0,8205 & -0,8205 \end{pmatrix}. \quad (24)$$

Из (23) и (24) следует, что

$$\text{Re}(L) = \begin{pmatrix} 0,9373 & 0,4538 & 0,4538 \\ 0,0955 & 0,7687 & 0,7687 \\ 0,3352 & 0,1877 & 0,1877 \end{pmatrix},$$

$$\text{Re}(R) = \begin{pmatrix} 0,7510 & 0,2892 & 0,2892 \\ -0,5371 & 0,0418 & 0,0418 \\ 0,3842 & -0,8205 & -0,8205 \end{pmatrix}.$$

С учетом формул (10) и (13) составим уравнение (17), которое в данном случае примет вид

$$\begin{pmatrix} 0,7152 \\ 0,1424 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,3408 & -0,2437 & 0,1743 \\ 0,2222 & 0,0321 & -0,6307 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \Delta a_{31} \\ \Delta a_{32} \\ \Delta a_{33} \end{pmatrix}. \quad (25)$$

Здесь

$$\text{Re}(\mathcal{L}^+) = \begin{pmatrix} 0,3408 & -0,2437 & 0,1743 \\ 0,2222 & 0,0321 & -0,6307 \end{pmatrix}, \quad (26)$$

$$\text{vec } A = \begin{pmatrix} \Delta a_{31} \\ \Delta a_{32} \\ \Delta a_{33} \end{pmatrix}.$$

Поскольку матрица (26) имеет полный ранг по строкам, уравнение (25) является совместным. Поэтому можно непосредственно воспользоваться формулой решения (18).

Воспользовавшись процедурой псевдообращения [4], вычислим далее матрицу Мура-Пенроуза $(\text{Re}(\mathcal{L}^+))^\perp$. Получим

$$(\text{Re}(\mathcal{L}^+))^\perp = \begin{pmatrix} 1,7904 & 0,6637 \\ -1,1918 & -0,0401 \\ 0,5703 & -1,3536 \end{pmatrix}. \quad (27)$$

Для вычисления правого делителя нуля $(\text{Re}(\mathcal{L}^+))_R^\perp$ можно использовать разнообразный набор численных алгоритмов, например, алгоритм вычисления нуля-пространства [5]. В результате получим вектор

$$(\text{Re}(\mathcal{L}^+))_R^\perp = \begin{pmatrix} 2,2746 \\ 3,8955 \\ 1,0000 \end{pmatrix}.$$

Выполняя умножение матрицы (27) на вектор (22), придем к соотношению

$$(\text{Re}(\mathcal{L}^+))^\perp \cdot \text{Re}(\Delta \lambda^*) = \begin{pmatrix} 1,3750 \\ -0,8581 \\ 0,2151 \end{pmatrix}.$$

При этом множество всех решений уравнения (25) будет определяться следующей формулой

$$\begin{pmatrix} \Delta a_{31} \\ \Delta a_{32} \\ \Delta a_{33} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1,3750 \\ -0,8581 \\ 0,2151 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 2,2746 \\ 3,8955 \\ 1,0000 \end{pmatrix} \varphi, \quad (28)$$

где φ – произвольная отрицательная величина. Это решение представляет собой искомые запасы по режимным параметрам $\Delta a_{31}, \Delta a_{32}, \Delta a_{33}$.

С помощью непосредственных вычислений проверим, что при найденных запасах (28), где $\varphi < 0$, будет выполняться условие устойчивости Гурвица, которое в данном случае имеет вид

$$\frac{a_0 + \Delta a_0}{(a_1 + \Delta a_1)(a_2 + \Delta a_2)} = \frac{0,625 - 2,275\varphi}{3,0282 - 6,9161\varphi + 3,896\varphi^2} < 1. \quad (29)$$

Здесь $\det(\lambda E_3 - (A + \Delta A)) = \lambda^3 + (a_2 + \Delta a_2)\lambda^2 + (a_1 + \Delta a_1)\lambda + (a_0 + \Delta a_0)$

– характеристический полином матрицы $A + \Delta A$.

Обозначим (29) как функцию

$$y(\varphi) = \frac{0,625 - 2,275\varphi}{3,0282 - 6,9161\varphi + 3,896\varphi^2} \quad (30)$$

и построим ее график при изменении аргумента φ от 0 до -100. Результаты расчетов приведены на рис. 2 и 3.

Как видно из графиков, функция (30) является глобально убывающей и, следовательно, вычисленные запасы режимных параметров (28) при $\varphi < 0$ действительно обеспечивают статическую устойчивость системы.

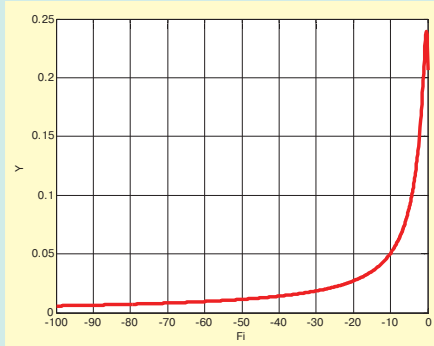


Рис. 2. График функции в линейном масштабе

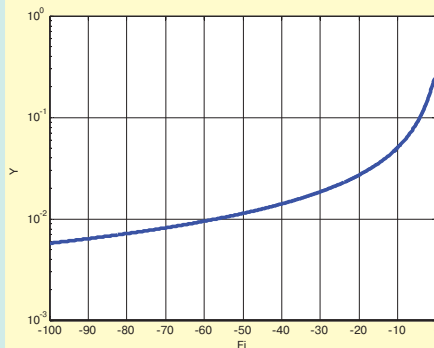


Рис. 3. График функции в логарифмическом масштабе

Рассмотрим более сложную задачу на примере трехмашинной 9-узловой ЭЭС [10]. Ее параметры приведены в таблице.

Параметры трехмашинной узловой ЭЭС			
Параметры	Генератор 1	Генератор 2	Генератор 3
τ_J	17824,1400	4825,4863	2269,4865
$x_d - x'_d$	0,0852	0,7760	1,1312
$x_q - x'_q$	0,0361	0,7447	1,0765
$\tau_{q,0}$	0	0,5350	0,6000
$\tau'_{q,0}$	0	201,6900	226,1900
$\tau_{d,0}$	8,9600	6,000	5,8900
$\tau'_{d,0}$	3377,8404	2261,9467	2220,4777
$E'_{q,0}$	1,0558	0,7882	0,7679
$E'_{d,0}$	-0,0419	-0,6940	-0,6668
$I_{q,0}$	0,6780	0,9320	0,6194
$I_{d,0}$	-0,2872	-1,2902	-0,5616
$U_{q,0}$	1,0392	0,6336	0,6661
$U_{d,0}$	-0,0412	-0,8057	-0,7791
δ_0	2,2717 ⁰	61,0975 ⁰	54,1431 ⁰
E'	1,0566	-	-

* $\tau'_{q,0}, \tau'_{d,0}$ – в секундах, δ_0 – в градусах, остальные параметры – в относительных единицах

Линеаризованная модель ЭЭС $\Delta \dot{x} = A \Delta x$ имеет вектор состояния

$$x = \begin{pmatrix} \omega_1 \\ E'_{q,2} \\ E'_{d,2} \\ \omega_2 \\ E'_{q,3} \\ E'_{d,3} \\ \omega_3 \\ \delta_{12} \\ \delta_{13} \end{pmatrix}$$

и матрицу состояния $A = 10^{-4} \bar{A}$, где

$$\bar{A} = \begin{pmatrix} -0,5610 & 0,6793 & 0,6099 & 0 & 0,4948 & 0,5463 & 0 & -0,9520 & -0,7494 \\ 0 & -13,7658 & 1,4409 & 0 & 3,6163 & 1,1781 & 0 & 8,5472 & -3,3161 \\ 0 & -15,5076 & -150,1554 & 0 & -12,6793 & 38,9205 & 0 & 42,4023 & -21,4333 \\ 0 & -6,5352 & -1,1714 & -2,0723 & 0,9552 & 2,2156 & 0 & 5,4592 & -2,3385 \\ 0 & 5,6334 & 0,4076 & 0 & -16,5675 & 1,4111 & 0 & -4,2309 & 10,1170 \\ 0 & -3,8073 & 52,6270 & 0 & -13,1820 & -156,9117 & 0 & -38,8349 & 68,5987 \\ 0 & 2,9781 & 3,9766 & 0 & -10,6238 & -4,7247 & -4,4063 & -5,2010 & 10,7116 \\ 10000 & 0 & 0 & -10000 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 10000 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -10000 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$

т.е. элементы матрицы \bar{A} увеличены по сравнению с матрицей A в 10^4 раз.

Данная модель является статически устойчивой, поскольку собственные значения матрицы A равны:

$$\begin{aligned} \lambda_1 &= -0,002664 + j0,034648; \\ \lambda_2 &= -0,002664 - j0,034648; \\ \lambda_3 &= -0,000622 + j0,022984; \\ \lambda_4 &= -0,000622 - j0,022984; \\ \lambda_5 &= -0,016644; \\ \lambda_6 &= -0,010373; \\ \lambda_7 &= -0,000455; \\ \lambda_8 &= -0,000199 + j0,000129; \\ \lambda_9 &= -0,000199 - j0,000129. \end{aligned}$$

Предположим, что нас интересуют запасы режимных параметров по фазным углам δ_{12} и δ_{13} в том смысле, что необходимо определить линейные законы возможных отклонений коэффициентов a_{18} , a_{19} , a_{28} и a_{29} в матрице А.

Выполняя вычисления по формулам (8) – (10), (12) – (14), (16) получим

$$\begin{aligned} \Delta a_{18} &= -3,1610 \varphi, \\ \Delta a_{28} &= -3,5689 \varphi, \\ \Delta a_{19} &= 0,5026 \varphi, \\ \Delta a_{29} &= -0,1948 \varphi, \\ 0 \leq \varphi &\leq 0,95 \cdot 10^{-5}. \end{aligned} \quad (31)$$

При выполнении ограничений $0 \leq \varphi < 0,95 \cdot 10^{-5}$ анализируемая ЭЭС остается статически устойчивой. При $\varphi = 0,95 \cdot 10^{-5}$ в множестве собственных значений матрицы А появляется чисто мнимая пара чисел, а при $\varphi > 0,95 \cdot 10^{-5}$ – неустойчивая комплексно-сопряженная пара.

В заключение отметим, что получение подобных (28), (29), (31) оценок без использования предложенного метода является весьма затруднительным. При этом, данный метод практически не имеет ограничений по размерности математической модели ЭЭС.

Мисриханов Мисрихан Шапиевич – заместитель Председателя Правления ОАО «ФСК ЕЭС», докт. техн. наук

Рябченко Владимир Николаевич – начальник сектора реализации пилотных проектов по интеллектуальным сетям филиала ОАО «ФСК ЕЭС» – МЭС Центра, докт. техн. наук
(495) 962 8182 rvn@mes-centra.ru

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Веников В.А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. М.: Высшая школа, 1970.
2. Строев В.А. Статическая устойчивость электроэнергетических систем (системный подход) // Дисс... докт. техн. наук, МЭИ, 1987.
3. Воеводин В.В., Кузнецов Ю.А. Матрицы и вычисления. М.: Наука, 1984.
4. Гантмахер Ф.Р. Теория матриц. М.: Наука, 1988.
5. Голуб Дж., Ван Лоан Ч. Матричные вычисления. М.: Мир, 1999.
6. Bernstein D.S. Matrix mathematics. Princeton Univ. Press, 2005.
7. Зыбин Е.Ю., Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н. Минимальная параметризация решений линейных матричных уравнений // Современные методы управления многосвязными динамическими системами; под ред. А.А. Красовского. Вып. 2. М.: Энергоатомиздат, 2003. С. 191 – 202.
8. Мисриханов М.Ш., Рябченко В.Н. Алгебраические и матричные методы в теории линейных МИМО-систем // Вестник ИГЭУ. 2005. Вып. 5. С. 196 – 240.
9. Kundur P. Power System Stability and Control. McGraw-Hill, 1994.
10. Андерсон П., Фауд А. Управление энергосистемами и устойчивость. М.: Энергия, 1980.



ЭЛЕКТРОЗАВОД

ХОЛДИНГОВАЯ КОМПАНИЯ



Многопрофильная интегрированная компания,
ориентированная на комплексную реализацию проектов строительства и реконструкции объектов энергетики с выполнением полного цикла работ и сдачей «под ключ», включая проектирование, организацию строительства и комплексные поставки основного и технологического оборудования, монтаж, пуско-наладку, диагностику, сервисное обслуживание.

Продукция:

- Трансформаторы силовые, распределительные и промышленного назначения на напряжения 0,5–750 кВ мощностью от 0,063 кВА до 630 МВА
- Измерительные трансформаторы тока и напряжения до 750 кВ
- Электропечные трансформаторы на напряжения до 220 кВ мощностью до 120 МВА
- Реакторы электрические различного назначения на напряжения до 1150 кВ
- Высоковольтное коммутационное оборудование.
- Комплектные распределительные устройства и трансформаторные подстанции 6-35 кВ
- Преобразовательная техника - тиристорные пусковые устройства для синхронных и асинхронных двигателей, преобразователи частоты, регуляторы напряжения и прочее





107023, г. Москва, ул. Электрозаводская, д.21
Тел.: (495) 777-82-26 Факс: (495) 777-82-11

e-mail: info@elektrozavod.ru
www.elektrozavod.ru

ИССЛЕДОВАНИЯ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ ПРИ КОММУТАЦИИ СИЛОВЫХ ШУНТИРУЮЩИХ РЕАКТОРОВ

Овсянников А.Г., докт. техн. наук
Шиллер О.Ю.

Описаны результаты исследований коммутационных перенапряжений при включении или отключении шунтирующих реакторов. Проведены экспериментальные исследования, и моделирование, которые показали, что ни при включении, ни при отключении на изоляцию шунтирующего реактора не воздействуют перенапряжения, превышающие уровень испытательных напряжений. Применение устройства для управляемой коммутации позволяет снизить величину действующего на изоляцию перенапряжения в 1,2-1,3 раза по сравнению с наиболее тяжелым режимом.

Ключевые слова: шунтирующие реакторы; коммутационные перенапряжения; экспериментальные исследования; моделирование

Силовые шунтирующие реакторы (ШР) являются одним из средств, позволяющих снизить рабочее напряжение и коммутационные перенапряжения. Они уменьшают амплитуду вынужденной составляющей и частоту собственных колебаний при переходных режимах, снижают вероятность повторных зажиганий в выключателях при отключениях ненагруженных линий, облегчают условия гашения дуги при коротких замыканиях на линии. К сожалению, отказы ШР нередки и происходят чаще всего из-за повреждений изоляции реакторов или их вводов. В свою очередь, повреждения изоляции могут быть следствием воздействия коммутационных перенапряжений. Например, отключение реактора может сопровождаться срезом тока в выключателе и приводить к высоким кратностям перенапряжений на изоляции ШР. При этом из-за неравномерного распределения перенапряжений по обмотке ШР, могут возникнуть повышенные напряжения на продольной изоляции ШР и ее повреждение.

Ниже рассматриваются результаты исследований коммутационных перенапряжений при включении или отключении ШР элегазовым выключателем.

Экспериментальное исследование. Объектом экспериментальных исследований служила группа ШР типа РОМБС (М) 60000/500. ШР коммутировался элегазовым выключателем типа НРВ 550 Вг (привод ВLG) производства фирмы АBB. Схема измерений фазных напряжений приведена на рис.1.

Results of a study on overvoltages at shunt reactor switching on and switching off are disclosed. Experimental research was run and process modeling showed that neither at switching on nor at switching off overvoltages, which exceeded test voltage level, shunt reactor insulation was not affected. Application of a device for controlled switching allows lowering 1,2-1,3 times the overvoltage, which affects the insulation as compared heaviest duty.

Keywords: shunt reactors; switching overvoltages; experimental research; modeling

Для регистрации перенапряжений использовался принцип емкостного деления, высокого напряжения, а в качестве верхнего плеча делителя напряжения использовалась емкость основной изоляции ввода С1. К измерительным выводам вводов трех фаз реактора подключались дополнительные емкости С₀ для снижения величин напряжений до уровня ± 5 В, приемлемого для буферного усилителя. Выходные сигналы с буферных усилителей передавались кабелями РК-50 на входы цифрового осциллографа Tektroniks DPO 3014.

Буферные усилители (БУ) включались для согласования сопротивления емкостного делителя с коаксиальными кабелями. Коэффициент их передачи был равен 1,

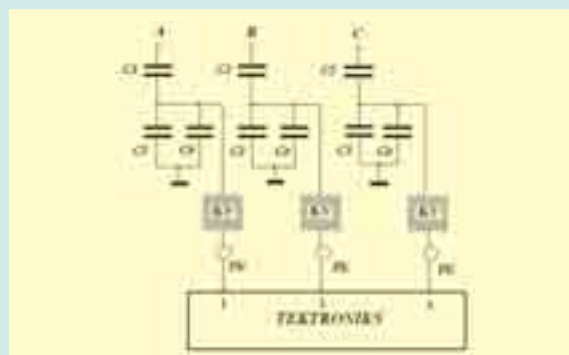


Рис. 1. Схема измерений перенапряжений на реакторе

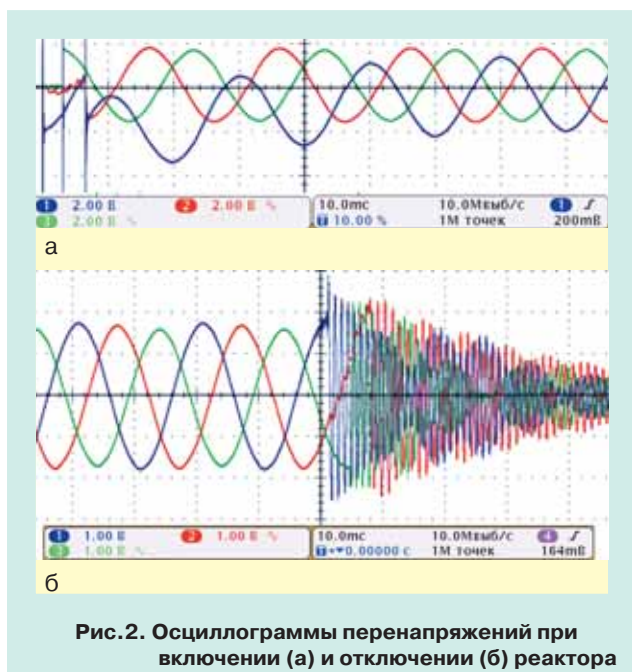


Рис. 2. Осциллограммы перенапряжений при включении (а) и отключении (б) реактора

полоса частот – 100 МГц, входное сопротивление – 1 МОм, выходное – 50 Ом, т.е. равное волновому сопротивлению кабеля. Проверка переходных характеристик буферных усилителей показала, что время фронта их не превышало 10 нс, а неискажающая передача «полки» импульса (10 мс) говорила о достаточности нижней полосы пропускания. Точное определение коэффициента деления производилось при измерениях установившихся напряжений на фазах реактора.

На рис. 2 приведены типичные осциллограммы коммутационных перенапряжений.

В табл. 1 приведена последовательность опытов и результаты измерений.

Следует отметить, что экспериментальные результаты являются незаниженными по амплитуде, поскольку переходные амплитудно-частотные характеристики ввода практически не искажали сигналы высоких частот.

**Таблица 1
Последовательность действий в серии экспериментов**

Действия	Амплитуды перенапряжения
1-е включение ШР выключателем с синхронизатором	± 300 кВ
Измерение напряжений на фазах ШР	
1-е отключение ШР выключателем с синхронизатором	+550 и -480 кВ
2-е включение ШР выключателем с синхронизатором	+450 и - 520 кВ
2-е отключение ШР выключателем с синхронизатором	Не было запуска
3-е включение ШР выключателем с синхронизатором	+470 и -550 кВ (рис. 2,а)
3-е отключение ШР выключателем с синхронизатором	± 610 кВ (рис. 2,б)
4-е включение ШР выключателем без синхронизатора	+425 и -610 кВ
4-е отключение ШР выключателем без синхронизатора	+561 и -658 кВ

Из приведенных на рис. 2 осциллограмм и данных табл. 1 видно, что уровни перенапряжений на изоляции реактора при его коммутации элегазовым выключателем незначительно превышали номинальное напряжение и составляли:

- при включении с синхронизатором – 520-550 кВ;
- при включении без синхронизатора – 650 кВ;
- при отключении – 550-660 кВ.

Моделирование. Для расчета перенапряжений, возникающих при коммутациях в различных режимах, и для определения наиболее тяжелого режима было выполнено моделирование этих процессов в программе «МАЭС». Схема модели, разработанная для анализа коммутаций реактора, приведена на рис. 3.

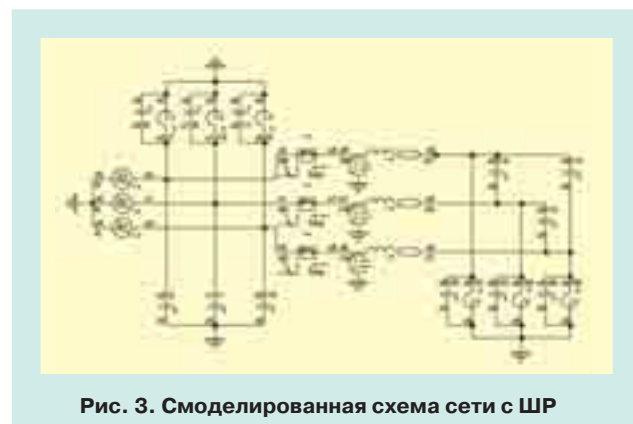


Рис. 3. Смоделированная схема сети с ШР

В табл. 2. приведены наиболее значимые характеристики колебаний: частота, фронт, амплитуда перенапряжений. Видно хорошее совпадение расчетных и экспериментальных данных, что подтверждает адекватность модели реальной схеме.

Коммутационные перенапряжения при включении реактора обусловлены колебательными переходами от начальных к установившимся распределениям напряжения при включении фаз выключателя. Перенапряжения при коммутации реактора существенно зависят от момента его включения. При включении реактора в момент максимума напряжения на шинах 500 кВ возникает опасность перекрытия витковой изоляции (особенно в ослабленном месте).

В табл. 3 сведены данные, полученные при выполнении численных экспериментов, моделирующих некоторые случаи включения ШР, не имевшие места в экспериментах, но принципиально возможные:

- включение фаз реактора при нулевом напряжении на фазе А;
- то же, но разброс в срабатывании полюсов выключателя 1 мс;
- включение фаз реактора при максимальном напряжении на фазе А;

**Таблица 2
Сравнение характеристик осциллограмм**

Характеристика	Опыт	Расчет	Погрешность, %
Частота f, Гц	953	950	0,3
Фронт волны, мкс	350	350	0
Амплитуда волны, кВ	570	560	1,7

Таблица 3

Включение фаз реактора

№ опыта	Амплитуда перенапряжений, кВ	$T_{ФР}$, мкс	Частота колебаний, кГц
1	684	29,5	12,5
2	786	26,5	12,9
3	790	26,7	12,1
4	795	28,5	12,4

– то же, но разброс в срабатывании полюсов выключателя 1 мс.

На рис. 4 приведены расчетные осциллограммы напряжений при «идеальном» включении каждой фазы реактора, т.е. в момент перехода через нуль каждого из фазных напряжений.

На рис. 5 показаны осциллограммы для случая, когда включение происходит при максимальном напряжении на фазе А, при этом все полюсы выключателя срабатывают одновременно.

Согласно ГОСТ 1516.3 [1] испытательное напряжение изоляции ШР коммутационным импульсом составляет 1050 кВ. Даже в наиболее тяжелом из рассмотренных случаев перенапряжения меньше этой величины в ~1,3 раза. Отметим, однако, что в данном случае на изоля-



Рис. 4. Осциллограммы напряжений при включении фаз реактора в моменты нулевых значений напряжения

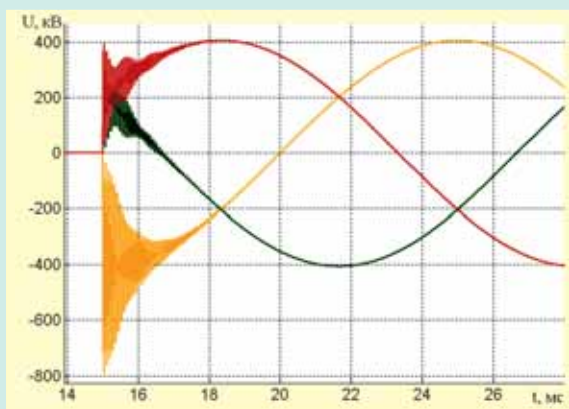


Рис. 5. Осциллограммы напряжений при одновременном включении фаз реактора в максимуме напряжения на фазе А

цию ШР воздействует не одиночный коммутационный импульс, а серия импульсов с более крутым фронтом и частотой порядка 12-13 кГц.

Известно, что перенапряжения, возникающие при отключении ШР, в большой мере зависят от конструкции дугогасительной камеры выключателя, определяющей как величину тока среза в выключателе, так и возможность повторных зажиганий дуги, если напряжение на контактах выключателя в процессе его отключения превышает величину электрической прочности между расходящимися контактами. Кроме того, величина среза тока зависит от момента отключения ШР. Так применение синхронизатора позволяет размыкать контакты выключателя в момент времени, когда напряжение на отключаемой фазе проходит через свое максимальное значение ($\psi \approx 0$), что дает практически нулевой ток среза $i_{СР} \approx 0$. Поэтому опасных перенапряжений при таком отключении фазы реактора наблюдаться не должно.

Производители не указывают в документации значение тока среза для дугогасительных камер. Различные авторы при исследовании элегазовых выключателей показывают, что ток среза лежит в пределах 3-10 А.

В качестве объектов для исследования были выбраны следующие характерные случаи отключения реактора:

опыт № 1 – размыкание контактов выключателя происходит при максимальном значении напряжения на каждой фазе;

опыт № 2 – размыкание контактов происходит одновременно при максимальном напряжении на фазе А;

опыт № 3 – размыкание контактов происходит одновременно в нуле напряжения на фазе А;

опыт № 4 – размыкание контактов происходит одновременно в нуле напряжения на фазе А с разбросом в срабатывании полюсов выключателя;

опыт № 5 – отключение в нуле напряжения на фазе А с величинами тока среза 1, 3, 7 и 10 А.

В опытах 1 - 4 срез тока в выключателе был запрещен. Результаты численных экспериментов сведены в табл. 4. На рис. 6 приведены осциллограммы напря-

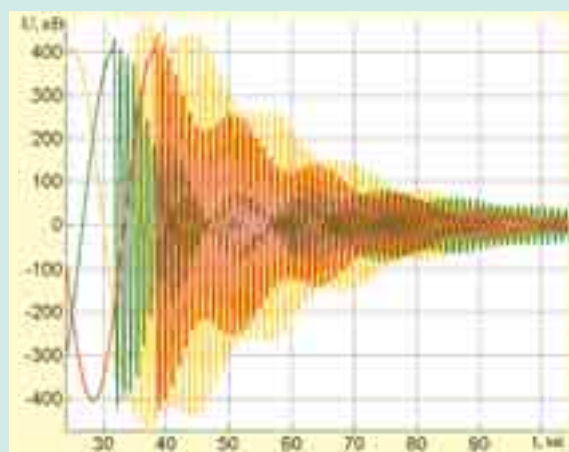


Рис. 6. Осциллограммы перенапряжений при размыкании контактов одновременно в нуле напряжения на фазе А с разбросом в срабатывании полюсов выключателя

Отключение реактора

Таблица 4

Номер опыта	Ток среза, А	Амплитуда перенапряжений $U_{\text{макс}}$, кВ	Напряжение на контактах выключателя, $U_{\text{выкл}}$, кВ	Восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя, кВ/мкс
1	Нет среза	462	840	2,24
2	Нет среза	462	840	2,12
3	Нет среза	486	842	2,31
4	Нет среза	486	842	2,41
5	1	487	846	2,28
	3	497	860	2,32
	7	543	912	2,56
	10	600	976	2,74

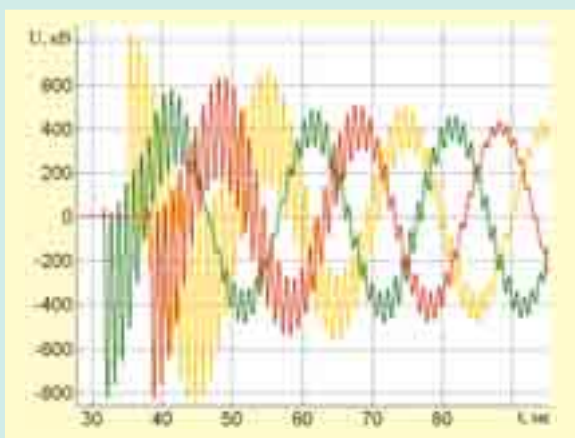


Рис. 7. Осциллограммы напряжений на контактах выключателя

жений, полученные по результатам опыта № 4. На рис. 7 приведены осциллограммы напряжений на контактах выключателя.

В опытах 1, 2 и 3, 4 получены одинаковые результаты из-за того, что в модели размыкание цепи происходило при переходе тока через нуль.

Частота колебаний при отключении реактора оказалась значительно меньше, чем при включении и составила 950 - 960 Гц, что примерно соответствует расчетному значению. Оценка основной частоты собственных колебаний при коммутациях ШР может быть произведена в первом приближении как $f_p = 1/2\pi\sqrt{L_p C_p} = 1,07$ кГц. Расчетные данные оказались немного завышены, так как в расчетах не были учтены емкость и индуктивность ошиновки.

Фронт волны полученных колебаний составил $T_\phi = 350$ мкс (как для напряжения на реакторе, так и для напряжения на контактах выключателя).

В наиболее тяжелом случае, т.е. при токе среза 10 А, расчетное значение напряжения на контактах выключателя достигало величины 976 кВ. Завод-изготовитель гарантирует номинальный уровень выдерживаемого напряжения коммутационного импульса между контактами 900 (+450) кВ, для выключателя марки НРЛ550В2 – по стандартам МЭК. В скобках указано напряжение промышленной частоты на одном из полюсов. По требованиям ГОСТ Р 52565–2006 [2] испытательное напряжение коммутационного импульса между контактами составляет 1660 кВ. Кроме того, параметры воздействующих колебаний значительно отличаются от параметров стан-

дартного коммутационного импульса – 250/2500 мкс (по стандартам МЭК) или 100/1000 (по ГОСТ).

Величина восстанавливающегося напряжения на контактах выключателя примерно в 2 раза меньше, чем собственная восстанавливающаяся электрическая прочность межконтактного промежутка данного выключателя. Все это делает вероятность повторных пробоев межконтактного промежутка крайне низкой.

Численное моделирование показало, что ни при включении, ни при отключении на изоляцию реактора не воздействуют перенапряжения, превышающие уровень испытательных воздействий. Применение устройства для управляемой коммутации позволяет снизить величину действующего на изоляцию перенапряжения в 1,2-1,3 раза по сравнению с наиболее тяжелым режимом.

Однако зарегистрированные колебания значительно отличаются от стандартного коммутационного импульса. Например, при включении на обмотку реактора воздействуют колебания с фронтом 30 мкс и частотой 12,5 кГц, следовательно, неверно полагать, что по своему воздействию на изоляцию данное колебание будет таким же, что и стандартный импульс.

Таким образом, эксперимент и численное моделирование показали, что в данной схеме возникновение коммутационных перенапряжений значительной величины маловероятно.

Дальнейшее направление исследований. Данное исследование вызвало новые вопросы. Например, остается неясным, можно ли применять нормативы, прописанные в ГОСТ для коммутационного импульса, при воздействии на изоляцию импульсов с отличными частотно-временными характеристиками?

В заключение авторы выражают благодарность всем работникам МЭС Сибири, инициировавшим и обеспечившим проведение экспериментов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 1516.3-96 (2003). Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ.
2. ГОСТ Р 52565–2006 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия.

Овсянников Александр Георгиевич – докт. техн. наук, профессор, зам. директора (383) 2692300

Шиллер Олег Юрьевич – инженер 8 913 9466495

Новосибирская специализированная производственная база, филиал ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС»

ИЗМЕНЕНИЕ СОБСТВЕННОЙ ИНДУКТИВНОСТИ ОБМОТКИ ЯКОРЯ В ДВИГАТЕЛЕ ПОСТОЯННОГО ТОКА С ВЕНТИЛЬНО- МЕХАНИЧЕСКОЙ КОММУТАЦИЕЙ

Галян Э.Т., канд. техн. наук

Для исследования установившихся электромагнитных процессов в двигателях постоянного тока с вентильно-механической коммутацией использован метод разложения в ряд Фурье периодически изменяющихся параметров, позволяющий, в частности, выявить характер изменения собственной индуктивности обмотки якоря при трапецеидальном распределении магнитного поля в воздушном зазоре. Для определения производных разрывных функций используется аппарат обобщенных функций, который предполагает наличие обобщенных производных в двигателе постоянного тока с вентильно-механической коммутацией.

Ключевые слова: двигатели постоянного тока; вентильно-механическая коммутация; обмотки якоря; собственная индуктивность обмотки; установившиеся электромагнитные процессы; исследования; расчеты

Изменение собственной индуктивности обмотки якоря происходит одновременно с изменением коэффициента взаимной индуктивности [1]. Рассмотрим, каков характер этого изменения. Для постоянной составляющей тока якоря намагничивающая сила якорной обмотки распределяется на протяжении полюсного деления по треугольному закону $F_{aq}(\alpha_1)$ (рис. 1) в случае расположения щеток по линии геометрической нейтрали. Если принять начало отсчета координат от линии геометрической нейтрали, то данная зависимость, разложенная в ряд Фурье, запишется в виде

$$F_a = \sum_{\nu=1}^{\infty} F_{a\nu} \cos 2(\nu-1)\alpha_1,$$

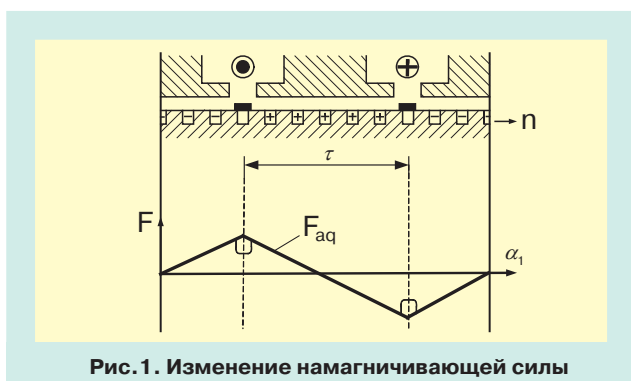


Рис. 1. Изменение намагничивающей силы

In order to study electromagnet steady-state processes in direct current motors with mechanical rectifier switching the method of periodically changed parameters in Fourier expansion was used that allows in particular to find the character of change in armature winding self-inductance for trapezoidal distribution of magnetic field in air gap. To define derivative discontinuous functions the technique of generalized functions was applied, which assumes existence of generalized derivatives for motors of mechanical rectifier switching.

Keywords: direct current motors; mechanical rectifier switching; armature winding; winding self-inductance; electromagnet steady-state processes; studies; computations

$$F_{a\nu} = \frac{4F_{aqm}}{\pi^2(2\nu-1)^2},$$

$$F_{aqm} = A_0 \frac{\tau}{2} = \frac{N I_a}{8ap} K_{o6} = w_a I_a K_{o6},$$

где w_a – число витков обмотки якоря на полюс и параллельную ветвь.

Коэффициенты модуляции [1], которые характеризуют в уравнениях двигателя соответственно переменные составляющие коэффициентов при ЭДС самоиндукции обмотки якоря, можно записать в виде

$$\lambda(\alpha_1) = \sum_{n=1}^{\infty} \lambda_{(2n-1)} \sin(2n-1)2\alpha_1, \quad (1)$$

где

$$\lambda_{(2n-1)} = \frac{4\lambda_m \sin(2n-1)\vartheta}{\pi\vartheta(2n-1)^2}, \quad \text{при } 0 \leq \alpha_1 \leq \pi.$$

Раскладывая функцию (1) в ряд Фурье на протяжении полюсного деления, найдем

$$\lambda(\alpha_1) = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2\lambda_{(2n-1)}}{\pi(2n-1)} - \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{4(2n-1)\lambda_{(2n-1)}}{\pi[(2n-1)^2 - 4k^2]} \cos 2k\alpha_1, \quad (2)$$

с учетом (1) и (2) поле реакции якоря определится как

$$B_{a\nu} = \sum_{\nu=1}^{\infty} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{2\lambda_{(2n-1)}}{\pi(2n-1)} F_{a\nu} \cos(2\nu-1)2\alpha_1 + \right. \\ \left. + \sum_{k=1}^{\infty} \frac{4(2b-1)\lambda_{(2n-1)}}{\pi[(2n-1)^2 - 4k^2]} F_{a\nu} \cos(2\nu-1)2\alpha_1 \cos 2k\alpha_1 \right].$$

Это соотношение справедливо при расположении щеточного brackets по линии геометрической нейтральной. При сдвиге щеточного brackets на угол β_0 в сторону, противоположную направлению вращения якоря, и малом числе секций t обмотки якоря ее магнитная ось совершает колебание в пределах $-\frac{\pi}{2m} \dots + \frac{\pi}{2m}$.

В соответствии с этим и поле реакции якоря запишется следующим выражением

$$B_{av} = \sum_{v=1}^{\infty} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{2\lambda_{(2n-1)}}{\pi(2n-1)} F_{av} \cos(2n-1)(2\alpha_1 + \alpha) + \right. \\ \left. + \sum_{k=1}^{\infty} \frac{4(2n-1)\lambda_{(2n-1)}}{\pi[(2n-1)^2 - 4k^2]} F_{av} \cos(2n-1)(2\alpha_1 + \alpha) \cos(2k\alpha_1 + \alpha) \right] \quad (3)$$

где $-\frac{\pi}{2m} - \beta_0 \leq \alpha \leq +\frac{\pi}{2m} - \beta_0$.

В зависимости от положения щеточного brackets B_{av} имеет два предельных значения.

Одно из них при $\alpha = 0$ равно

$$B_{av} = \sum_{v=1}^{\infty} \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{2\lambda_{(2n-1)}}{\pi(2n-1)} F_{av} \cos(2n-1)2\alpha_1 + \right. \\ \left. + \sum_{k=1}^{\infty} \frac{4(2n-1)\lambda_{(2n-1)}}{\pi[(2n-1)^2 - 4k^2]} F_{av} \cos(2n-1)2\alpha_1 \cos 2k\alpha_1 \right]. \quad (4)$$

Второе на основании (3) при $\alpha = \frac{\pi}{2}$ определится как

$$B_{av} = \sum_{v=1}^{\infty} \sum_{n=1}^{\infty} \left[-\frac{2\lambda_{(2n-1)}}{\pi(2n-1)} F_{av} \sin(2n-1)2\alpha_1 + \right. \\ \left. + \sum_{k=1}^{\infty} \frac{4(2n-1)\lambda_{(2n-1)}}{\pi[(2n-1)^2 - 4k^2]} F_{av} \sin(2n-1)2\alpha_1 \sin 2k\alpha_1 \right]. \quad (5)$$

Приняв геометрическую нейтраль за начало отсчета координат и имея в виду, что при расположении оси обмотки якоря по оси полюсов (ось d)

$$B_{admax} = 2F_{avmax} \lambda_{max} = F_{avmax} \frac{\mu_0}{\delta},$$

определим коэффициенты реакции якоря, суммируя все члены в (4), (5) при $\cos 2k\alpha$, $\sin 2k\alpha$

$$K_d = \frac{B_{adv}}{B_{admax}}, \quad K_q = \frac{B_{aqv}}{B_{aqmax}}. \quad (6)$$

В результате, используя соотношения (4)-(6), запишем аналитические выражения для коэффициентов продольной

$$K_d = \sum_{n=1}^{\infty} \left[-\frac{2\lambda_{(2n-1)}}{\pi(2n-1)} - \frac{4(2n-1)\lambda_{(2n-1)}}{\pi[(2n-1)^2 - 4]} \right] \quad (7)$$

и поперечной реакции якоря

$$K_q = \sum_{n=1}^{\infty} -\frac{2\lambda_{(2n-1)}}{\pi} \left[\frac{1}{2n-1} - \frac{2(2n-1)}{(2n-1)^2 - 4} \right]. \quad (8)$$

Используя полученные значения коэффициентов реакции якоря (7), (8), найдем параметры якорной обмотки следующим образом

$$L_a(\alpha_1) = L + \sum_{n=0}^{\infty} L_{an} \sin 2n(\alpha_1 - \alpha), \quad (9)$$

где

$$L = \frac{L_d + L_q}{2}, \quad L_{an} = \frac{L_d - L_q}{2}, \quad L_{d,q} = \frac{\sqrt{2}}{2\pi^2} \cdot \frac{\mu_0 \tau \lambda_{\delta}}{k_{\delta} k_{\mu d,q} \delta} w_a^2 K_{d,q} K_{об},$$

$$w_a = \frac{N_c m}{8ap}, \quad N - \text{число проводников секции обмотки.}$$

При большом числе фаз обмотки якоря переменными составляющими коэффициента самоиндукции можно пренебречь и тогда индуктивность якоря равна

$$L_a = 1,05 \mu_0 \frac{w_a^2 \alpha_{\delta}^2 \lambda_a D_a}{k_{\delta} \delta} k_{\mu}.$$

Разложим в ряд Фурье функцию (9) на интервале повторяемости

$$-\frac{\pi}{2m} - \beta_0 \leq \alpha \leq +\frac{\pi}{2m} - \beta_0,$$

для чего найдем коэффициенты

$$\frac{A_0}{2} = L - \sum_{n=1}^{\infty} L_{an} \frac{(n-1)m \sin \frac{n\pi}{m}}{\pi n} \cdot \sin 2n\beta_0, \\ A_k = \frac{2m}{\pi} \int_{-\frac{\pi}{2m} - \beta_0}^{\frac{\pi}{2m} - \beta_0} L_a(\alpha) \cos 2mk\alpha d\alpha = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2m}{\pi} L_{an} \frac{n \sin \frac{n\pi}{m}}{n^2 - m^2 k^2} \cdot \\ \cdot [\cos 2n\beta_0 \sin 2mk\beta_0 - \frac{mk}{n} \sin 2n\beta_0 \cos 2mk\beta_0]; \quad (10)$$

$$B_k = \frac{2m}{\pi} \int_{-\frac{\pi}{2m} - \beta_0}^{\frac{\pi}{2m} - \beta_0} L_a(\alpha) \sin 2mk\alpha d\alpha = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{2m}{\pi} L_{an} \frac{n \sin \frac{n\pi}{m}}{n^2 - m^2 k^2} \cdot \\ \cdot [\sin 2n\beta_0 \sin 2mk\beta_0 + \frac{mk}{n} \cos 2n\beta_0 \cos 2mk\beta_0].$$

Используя найденные значения (10), запишем

$$L_a(\alpha) = \frac{N_0}{2} + \sum_{k=1}^{\infty} N_k \cos(2mk\alpha - \varphi_L),$$

$$\text{где } N_k = \sqrt{A_k^2 + B_k^2} = -\sum_{n=1}^{\infty} \frac{2m}{\pi} L_{an} \lambda_L \sin \frac{n\pi}{m};$$

$$\lambda_L = \frac{n}{m^2 k^2 - n^2} \sqrt{\sin^2 2mk\beta_0 + \frac{m^2 k^2}{n^2} \cos^2 2mk\beta_0};$$

$$\varphi_L = \arctg \frac{n \sin 2n\beta_0 \sin 2mk\beta_0 + mk \cos 2n\beta_0 \cos 2mk\beta_0}{n \cos 2n\beta_0 \sin 2mk\beta_0 - mk \sin 2n\beta_0 \cos 2mk\beta_0}.$$

Таким образом, индуктивность обмотки якоря определится выражением

$$L_a(\alpha) = L - \sum_{n=1}^{\infty} L_{an} \frac{(n-1) \sin \frac{n\pi}{m}}{\pi n} \sin 2n\beta_0 - \\ - \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{k=1}^{\infty} \frac{(n-1)2m}{\pi} L_{an} \sin n \frac{\pi}{m} \lambda_L \cos(2mk\alpha - \varphi_L),$$

которое представляет собой сумму трех составляющих, две из которых являются постоянными

$$L_{a0} = L - \sum_{n=1}^{\infty} L_{an} \frac{(n-1)m \sin \frac{\pi}{m}}{\pi n} \sin 2n\beta_0,$$

а третья

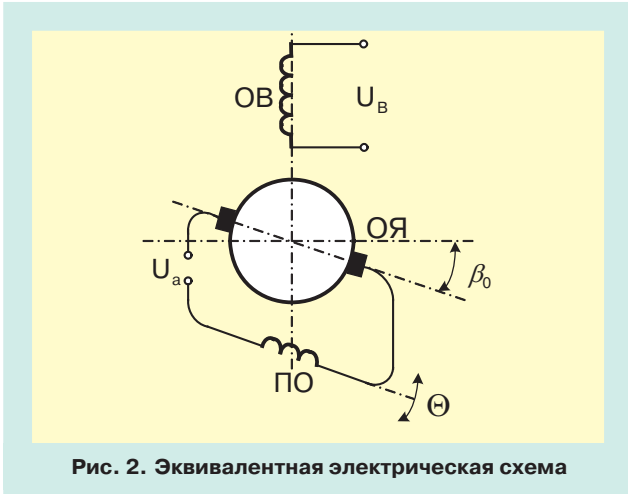
$$L_{as} = -\sum_{n=1}^{\infty} \sum_{k=1}^{\infty} L_{an} \frac{2m \sin n \frac{\pi}{m}}{\pi} \lambda_L \cos(2mk\alpha - \varphi_L) -$$

переменная составляющая, при $m \rightarrow \infty$ обращается в нуль.

Итак, в двигателе постоянного тока с вентильно-механической коммутацией взаимная индуктивность обмотки возбуждения и якоря, а также собственная индуктивность последней являются периодическими функциями. Периодичность их изменения зависит от числа секций обмотки якоря и сдвига оси щеткодержателей с линии геометрической нейтрали на угол β_0 .

Ввиду этого и на основе полученных соотношений составим эквивалентную электрическую схему замещения двигателя данного типа, представленную на рис. 2 и содержащую

- обмотку возбуждения;
- m – секционную якорную обмотку, магнитная ось которой неподвижна и сдвинута относительно линии геометрической нейтрали на угол β_0 . Параметрами этой обмотки являются M_{\approx} и $L_{\alpha \approx}$;
- параметрическую обмотку, соединенную последовательно с якорной и совершающую колебательное движение около среднего положения, фиксируемого углом β_0 . Частота колебаний зависит от числа секций m . Параметрами данной условной обмотки являются M_{\approx} и $L_{\alpha \approx}$.



Следует также отметить, что определение параметров обмоток производится в предположении мгновенной коммутации. Однако в момент коммутации происходит закорачивание некоторых секций обмотки якоря. Поэтому с учетом коммутационных интервалов работы двигателя L_{α}^{γ} M_{α}^{γ} отличаются тем, что

$$w_a^{\gamma} = \frac{N_c(m-1)}{8ap}$$

Активные сопротивления обмотки якоря для коммутационного и внекоммутационного интервалов равны

$$r_a^{\gamma} = \frac{r_c(m-1)}{4a}, \quad r_a = \frac{r_c(m^2-1)}{4am}$$

С учетом изложенного для полученной схемы замещения двигателя составляем уравнения электрического равновесия

$$U_a = R_a i_a + \frac{d}{dt} [L_a(t) i_a] + \frac{d}{dt} [M(t) i_b];$$

$$U_b = r_b i_b + L_b \frac{di_b}{dt} + \frac{d}{dt} [M(t) i_a]. \quad (11)$$

Эти дифференциальные уравнения представляют собой систему с периодически изменяющимися коэффи-

циентами, так как проведенные исследования показали, что $M(t)$ и $L_{\alpha}(t)$ являются периодическими разрывными функциями. Данное обстоятельство создает определенные трудности при нахождении решения системы уравнений (11). Раскрывая скобки в выражении (11), имеем

$$U_a = R_a i_a + \frac{d}{dt} L_a(t) i_a + \frac{d}{dt} i_a L_a(t) + \frac{d}{dt} M(t) i_b - \frac{d}{dt} i_b M(t);$$

$$U_b = r_b i_b + L_b \frac{di_b}{dt} - \frac{d}{dt} M(t) i_a - \frac{d}{dt} i_a M(t). \quad (12)$$

Для определения производных разрывных функций используем аппарат обобщенных функций [2], который предполагает наличие обобщенных производных вида

$$\frac{D}{Dt} [M(t)] = M'(t) + \sum_{k=1}^{\infty} \Delta f_n \delta_{\frac{\pi}{m}};$$

$$\frac{D}{Dt} [L_a(t)] = L_a'(t) + \sum_{k=1}^{\infty} \Delta \varepsilon_n \delta_{\frac{\pi}{m}}, \quad (13)$$

где $\Delta f_n, \Delta \varepsilon_n$ – разность между правым и левым значениями соответствующих функций в точке разрыва,

$\sum_{k=1}^{\infty} \delta_{\frac{\pi}{m}}$ – периодическая δ – функция.

Обобщенные производные (13) несут в себе информацию как на интервалах повторяемости, где функции непрерывны, так и в точках разрыва.

Найдем значения слагаемых, входящих в выражение (13),

$$M'(t) = \frac{d}{dt} \left[\frac{a_0}{2} - \sum_{k=1}^{\infty} (a_k \cos 2mk\omega t + b_k \sin 2mk\omega t) \right] =$$

$$\frac{d}{dt} \left\{ \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{k=1}^{\infty} 2M_{(2n-1)cp} \left\{ \frac{(2n-1)}{4m^2k^2 - (2n-1)^2} [\sin(2n-1) \times \right. \right.$$

$$\times \cos 2mk\beta_0 - \frac{2mk}{(2n-1)} \cos(2n-1)\beta_0 \sin 2mk\beta_0] \cos 2mk\omega t +$$

$$+ \frac{2mk}{4m^2k^2 - (2n-1)^2} [\cos(2n-1)\beta_0 \sin 2mk\beta_0 +$$

$$+ \frac{(2n-1)}{2mk} \sin(2n-1)\beta_0 \sin 2mk\beta_0] \sin 2mk\omega t \left. \right\} =$$

$$= \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{k=1}^{\infty} 2\omega M_{(2n-1)cp} \left\{ \frac{2mk(2n-1)}{4m^2k^2 - (2n-1)^2} \times \right.$$

$$\times \sin(2n-1)\beta_0 \sin 2mk(\omega t - \beta_0) + \left[\frac{(2n-1)^2}{4m^2k^2 - (2n-1)^2} + 1 \right] \times$$

$$\times \cos(2n-1)\beta_0 \cos 2mk(\omega t - \beta_0) \left. \right\}, \quad (14)$$

где ω – угловая частота вращения якоря.

$$\Delta f_n = \frac{4}{\pi \vartheta} M_d \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin(2n-1)\vartheta}{(2n-1)^2} \left[\sin(2n-1) \left(-\frac{\pi}{2m} - \beta_0 \right) - \right.$$

$$\left. - \sin(2n-1) \left(\frac{\pi}{2m} - \beta_0 \right) \right] = \frac{8}{\pi \vartheta} M_d \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin(2n-1)\vartheta}{(2n-1)^2} \times$$

$$\times \cos(2n-1)\beta_0 \sin(2n-1) \frac{\pi}{2m};$$

$$\delta_{\frac{\pi}{m}} = \frac{m\omega}{\pi} + \frac{2m\omega}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \cos 2mk(\omega t - \beta_0),$$

тогда $\sum_{k=1}^{\infty} \Delta f_n \delta_{\frac{\pi}{m}} = \left[\frac{8}{\pi \vartheta} M_d \sum_{n=1}^{\infty} \frac{\sin(2n-1)\vartheta}{(2n-1)^2} \cos(2n-1)\beta_0 \times \right.$

$$\begin{aligned} & \times \sin(2n-1) \frac{\pi}{2m} \left[\frac{m\omega}{\pi} (1 + 2 \sum_{k=1}^{\infty} \cos 2mk(\omega t - \beta_0)) \right] = \\ & \sum_{n=1}^{\infty} \omega M_{(2n-1)cp} \cos(2n-1)\beta_0 + \\ & + \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{k=1}^{\infty} 2\omega M_{(2n-1)cp} \cos(2n-1)\beta_0 \cos 2mk(\omega t - \beta_0). \end{aligned} \quad (15)$$

После подстановки выражений (13-15) и соответствующих преобразований получим обычную производную функции $M(t)$ через ее обобщенную

$$\begin{aligned} \frac{dM(t)}{dt} &= \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{k=1}^{\infty} 2\omega M_{(2n-1)cp} \left[\frac{2mk(2n-1)}{4m^2k^2 - (2n-1)^2} \times \right. \\ & \quad \left. \sin(2n-1)\beta_0 \sin 2mk(\omega t - \beta_0) + \right. \\ & \quad \left. + \frac{(2n-1)^2}{4m^2k^2 - (2n-1)^2} \cos(2n-1)\beta_0 \cos 2mk(\omega t - \beta_0) + \right. \\ & \quad \left. + \cos(2n-1)\beta_0 \cos 2mk(\omega t - \beta_0) \right] - \left[\sum_{n=1}^{\infty} \omega M_{(2n-1)cp} \cos(2n-1)\beta_0 + \right. \\ & \quad \left. + \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{k=1}^{\infty} 2\omega M_{(2n-1)cp} \cos(2n-1)\beta_0 \cos 2mk(\omega t - \beta_0) \right] = \\ & = - \sum_{n=1}^{\infty} \omega M_{(2n-1)cp} \cos(2n-1)\beta_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{k=1}^{\infty} \omega M_{(2n-1)cp} \times \\ & \quad \times \lambda_{bp} \cos(2mk\omega t - \varphi_{bp}), \end{aligned} \quad (16)$$

где

$$\begin{aligned} \lambda_{bp} &= \frac{2(2n-1)^2}{4m^2k^2 - (2n-1)^2} \times \\ & \times \sqrt{\cos^2(2n-1)\beta_0 + \frac{4m^2k^2}{(2n-1)^2} \sin^2(2n-1)\beta_0}, \\ \varphi_{bp} &= \arctg \frac{2mk \sin(2n-1)\beta_0 \cos 2mk\beta_0 +}{(2n-1) \cos(2n-1)\beta_0 \cos 2mk\beta_0 +} \\ & \quad + \frac{(2n-1) \cos(2n-1)\beta_0 \sin 2mk\beta_0}{-2mk \sin(2n-1)\beta_0 \sin 2mk\beta_0}. \end{aligned}$$

Аналогичные математические операции производим над функцией

$$\begin{aligned} L'_a(t) &= \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{k=1}^{\infty} 2\omega L_n \left[\frac{mkn}{m^2k^2 - n^2} \cos 2n\beta_0 \times \right. \\ & \quad \times \sin 2mk\beta_0 \sin 2mk\omega t - \frac{n^2}{m^2k^2 - n^2} \sin 2n\beta_0 \times \\ & \quad \left. \cos 2mk\beta_0 \sin 2mk\omega t - \frac{n^2}{m^2k^2 - n^2} \cos 2n\beta_0 \times \right. \\ & \quad \left. \times \cos 2mk\beta_0 \cos 2mk\omega t - \sin 2n\beta_0 \cos 2mk\beta_0 \sin 2mk\omega t - \right. \\ & \quad \left. - \cos 2n\beta_0 \times \cos 2mk\beta_0 \cos 2mk\omega t \right], \end{aligned} \quad (17)$$

где $L_n = \frac{2m}{\pi} L_{an} (n-1) \sin n \frac{\pi}{m}$,

$$\begin{aligned} \Delta \varepsilon_n &= - \sum_{n=1}^{\infty} (n-1) L_{an} 2 \sin n \frac{\pi}{m}, \\ \delta_{\frac{\pi}{m}} &= \frac{m\omega}{\pi} + \frac{2m\omega}{\pi} \sum_{k=1}^{\infty} \cos 2mk(\omega t - \beta_0), \end{aligned}$$

тогда $\Delta \varepsilon_n \cdot \delta_{\frac{\pi}{m}} = - \sum_{n=1}^{\infty} \omega L_n \cos 2n\beta_0 - \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{k=1}^{\infty} 2\omega L_n \times$

$$\begin{aligned} & \times (\cos 2n\beta_0 \cos 2mk\omega t \cos 2mk\beta_0 + \\ & \quad + \cos 2n\beta_0 \sin 2mk\omega t \sin 2mk\beta_0). \end{aligned} \quad (18)$$

Используя выражения (13), (17) и (18), имеем обычную производную функции

$$\frac{dL'_a(t)}{dt} = \sum_{n=1}^{\infty} \omega L_n \cos 2n\beta_0 - \sum_{n=1}^{\infty} \sum_{k=1}^{\infty} 2\omega L_n \lambda_a \cos(2mk\omega t - \varphi'_a), \quad (19)$$

где

$$\begin{aligned} \lambda_a &= \frac{1}{m^2k^2 - n^2} \sqrt{\frac{1}{2} [(1+n^4 + m^4k^4)(1 + \cos 4n\beta_0) + \\ & \quad + m^2k^2n^2(1 - \cos 4n\beta) + (mkn^2 + m^2k^2 - \\ & \quad - m^3k^3n) \sin 2n\beta_0 \sin 2mk\beta_0]}, \\ \varphi'_a &= \arctg \frac{m^2k^2 \sin 2n\beta_0 \cos 2mk\beta_0 +}{mkn \sin 2n\beta_0 \sin 2mk\beta_0 +} \\ & \quad + \frac{(1 - mkn) \cos 2n\beta_0 \sin 2mk\beta_0}{+ n^2 \cos 2n\beta_0 \cos 2mk\beta_0}. \end{aligned}$$

С учетом выражений (16) и (19), а также знаков при ЭДС самоиндукции, вращения и трансформаторной ЭДС в двигательном режиме система дифференциальных уравнений (12) принимает вид

$$\begin{aligned} U_a &= \{R_a \sum_{n=1}^{\infty} \omega L_n [\cos 2n\beta_0 - \sum_{k=1}^{\infty} 2\lambda_a \cos(2mk\omega t - \varphi'_a)]\} i_a + \\ & \quad + \{L - \sum_{n=1}^{\infty} L_n [\frac{\sin 2n\beta_0}{2n} - \sum_{k=1}^{\infty} \lambda_L \cos(2mk\omega t - \varphi_L)]\} \frac{di_a}{dt} - \\ & \quad - \{ \sum_{n=1}^{\infty} \omega M_{(2n-1)cp} [\cos(2n-1)\beta_0 - \sum_{k=1}^{\infty} \lambda_{bp} \cos(2mk\omega t - \varphi_{bp})] \} i_b - \\ & \quad - \{ \sum_{n=1}^{\infty} M_{(2n-1)cp} [\frac{\sin(2n-1)\beta_0}{(2n-1)} - \sum_{k=1}^{\infty} \lambda_M \cos(2mk\omega t - \varphi_M)] \} \frac{di_b}{dt}, \\ U_b &= r_b i_b - L_b \frac{di_b}{dt} - \{ \sum_{n=1}^{\infty} \omega M_{(2n-1)cp} [\cos(2n-1)\beta_0 - \\ & \quad - \sum_{k=1}^{\infty} \lambda_{bp} \cos(2mk\omega t - \varphi_{bp})] \} i_a + \{ \sum_{n=1}^{\infty} M_{(2n-1)cp} \times \\ & \quad \times [\frac{\sin(2n-1)\beta_0}{(2n-1)} - \sum_{k=1}^{\infty} \lambda_M \cos(2mk\omega t - \varphi_M)] \} \frac{di_a}{dt}. \end{aligned}$$

Итак, предложенный в настоящей работе метод исследования установившихся электромагнитных процессов в двигателях постоянного тока с вентильно-механической коммутацией позволил составить эквивалентную электрическую его схему замещения и получить систему дифференциальных уравнений при трапецеидальном распределении магнитного поля в воздушном зазоре.

Эти уравнения содержат периодически изменяющиеся коэффициенты, указывающие на то, что двигатели постоянного тока с вентильно-механической коммутацией, как и синхронные машины, представляют собой системы с переменными параметрами. Эти исследования позволяют учесть данные особенности при расчете такого типа двигателей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Галян Э.Т. Оптимизация процесса преобразования энергии в двигателях постоянного тока с вентильно-механической коммутацией // Изв. вузов. Электромеханика. Новочеркасск. 2007. № 6. С. 31-33.
2. Bates J.J. Diode assisted commutation, - London: Proc. IEE, 1970, №5, Vol 117.

Галян Эдуард Тихонович – канд. техн. наук, доцент кафедры «Электромеханика и автомобильное электрооборудование» Самарского государственного технического университета (846)2421939

РАЗВИТАЯ ШУМОВАЯ ИЗЛУЧАЮЩАЯ МОДЕЛЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Клоков В.В., канд. техн. наук,
Лосев В.Л., канд. техн. наук, Попович А.Б.,
Силин Н.В., докт. техн. наук, Шевердин Д.Г.

Описано развитие шумовой излучающей модели электроэнергетического оборудования, опирающейся на теорию штыревых вибраторных антенн, свойства колебательных цепей с распределенными параметрами и физику процессов ионизации в диэлектрических промежутках, включая физику шумов. Уточнены параметры излучающих антенн вертикальной поляризации, рассчитаны резонансные частоты и электрические добротности колебательных цепей, включающих в себя внутренние конструктивные элементы рассматриваемого оборудования. Корректность разработанной развитой излучающей модели подтверждена сравнением с экспериментальными данными.

Ключевые слова: электроэнергетическое оборудование; шумовая диагностика; шумовая излучающая модель; высоковольтные автотрансформаторы; антенны вертикальной поляризации; колебательные цепи; резонансные частоты; электрические добротности; энергетический спектр; информативные частотные полосы

В [1] предложена шумовая излучающая модель Электроэнергетического оборудования (ЭЭО), опирающаяся на теорию штыревых вибраторных антенн, на свойства колебательных цепей с распределенными параметрами и физику процессов ионизации в диэлектрических промежутках, включая физику шумов. Данная работа ставит своей целью развитие этой модели в части, касающейся уточнения набора параметров колебательных цепей и антенн вертикальной поляризации ЭЭО, излучающих квазигармонические электромагнитные поля шумового происхождения.

Резонансные частоты и добротности колебательных цепей

Речь идет, в первую очередь, об оценке параметров добротных внутренних и внешне-внутренних колебательных цепей, полностью или частично расположенных внутри металлического корпуса ЭЭО, включая и сам металлический корпус. Внутренние колебательные цепи такого оборудования, состоящие из основного металлического бака и расположенных внутри него частей проводов высоковольтных и низковольтных вводов напряжений, отрезков соединительных проводников, электрических катушек S и регуляторов напряжений R

Development of noise emission model for electric power equipment is described. The model is based on the theory of vibratory spike antenna, properties of oscillatory circuits with distributed parameters and physical processes of ionization in dielectric gaps including noises. Parameters of emission antennae of vertical polarization were adjusted; resonance frequency and gain-to-system noise temperature ratio of oscillatory circuits including internal constructional parts of the equipment in question were determined. Adequacy of the developed emission model was approved by experimental data.

Keywords: electric power equipment; noise diagnostics; noise emission model; high-voltage autotransformer; vertical polarization antennae; oscillatory circuits; resonance frequency; gain-to-system noise temperature ratio; energy spectrum; informative frequency band

с их баками, являются по своему типу экранированными высокочастотными (ВЧ) и сверхвысокочастотными (СВЧ) волноводными или коаксиальными резонаторами и могут обладать достаточно высокими добротностями $[(Q_{Kj}^t)_m]_{int} \approx 15-60$ на резонансных частотах $(f_{Kj}^t)_m$, где K = R, S – тип основного внутреннего конструктивного элемента, входящего в колебательную цепь; j – порядковый номер конструктивного элемента K в ряду однотипных; t = 0, 1, 2, ... – порядковый номер колебательной цепи, включающей в себя K_j-ый конструктивный элемент; m = 1, 2, 3, ... – номер частотной гармоники основного тона, на которой резонирует колебательная цепь. Отметим, что добротности экранированных ВЧ и СВЧ резонаторов на гармониках (m = 2, 3, ...) могут быть столь же высокими, как и на частотах основных (первых) резонансов (m = 1). Внешне-внутренние колебательные цепи, включающие в себя наружные части вводов напряжений (отрезки двухпроводных линий передачи электромагнитных колебаний) и внутренние ВЧ и СВЧ резонаторы, могут также обладать сравнительно высокими добротностями $[(Q_{Kj}^t)_m]_{ext-int} \approx 10-15$ на резонансных частотах $(f_{Kj}^t)_m$.

Согласно [1] влияние добротных внутренних и внешне-внутренних колебательных цепей проявля-

ется в спектре электромагнитного излучения ЭЭО в виде набора квазигармонических колебаний, образовавшихся в результате фильтрации этими цепями шумов ионизации изоляции (воздушной, масляной, бумажной, целлюлозной, фарфоровой и пр.) с равномерным спектром (включая и лавинные шумы ионизации изоляции). Резонансные частоты и электрические добротности внутренних и внешне-внутренних колебательных цепей, волноводных, коаксиальных и состоящих из отрезков двухпроводных линий передачи электромагнитных колебаний могут быть вычислены с достаточной точностью с помощью программных продуктов типа MATLAB, CADGen, ANSYS и т.д.

В качестве примера выполним численные оценки значений резонансных частот и добротностей внутренних и внешне-внутренних колебательных цепей высоковольтного силового автотрансформатора (АТ) типа АОДЦТН 16700/500/200, схематичное устройство которого показано на рис. 1.

Основные конструктивные элементы расположены снаружи и внутри металлического бака 6 автотрансформатора. Высоты высоковольтных (ВВ) вводов под номерами 1, 2 на 500 и 220 кВ соответственно составляют $H_1 = h_1 + h_{11}$, $H_2 = h_2 + h_{21}$, а остальных низковольтных (НВ) вводов под номерами 3, 4, 5 – $H_3 = h_3 + h_{31}$, $H_4 = H_5 = h_4 + h_{41} = h_5 + h_{51}$, где h_1, h_2, h_3, h_4, h_5 – наружные и $h_{11}, h_{21}, h_{31}, h_{41}, h_{51}$ – внутренние части вводов. ВВ вводы 1 и 2 с помощью проводов снижения с вертикальными проекциями h_{01}, h_{02} подключены к проводам

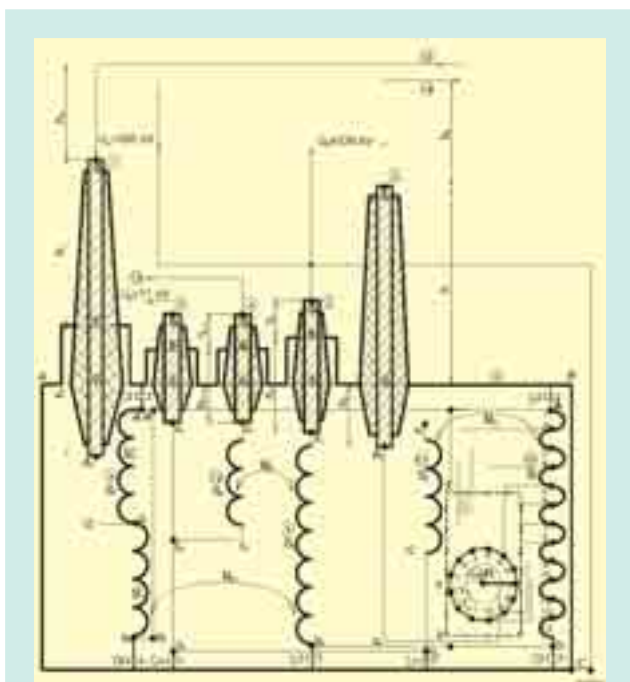


Рис. 1. Устройство силового высоковольтного автотрансформатора

1, 2 – ВВ вводы; 3, 4, 5 – НВ вводы; 6 –металлический бак АТ; 7 – металлический бак регулятора напряжения; 8 – ВВ катушка S1 (S11*, S11** – две половинки катушки S1); 9 – ВВ катушка S2 (основная); 10 – ВВ S3 (регулирующая); 11, 12 – НВ катушки S4, S5; 13, 14 – ВВ линии электропередачи; 15 – НВ линия электропередачи; 16 – регулятор напряжения R

ВВ линий передач 13, 14. Ввод 3 заземлен снаружи автотрансформатора, а вводы 4 и 5 на напряжение 11 кВ подключены к НВ линии передачи 15.

Внутри бака 6 автотрансформатора размещены следующие основные конструктивные элементы: три ВВ катушки – S_1, S_2 и S_3 , две НВ катушки – S_4, S_5 , регулятор напряжения R, заключенный в металлический бак 7. Катушки S_1 и S_2, S_3 и S_4, S_5 имеют между собой электромагнитные связи с коэффициентами взаимной индукции M_{12}, M_{34}, M_{25} .

Основные внутренние конструктивные элементы автотрансформатора, катушки S_1, S_2, S_3, S_4, S_5 и регулятор напряжения R с баком 7, вместе с частями вводов напряжений 1, 2, 3, 4, 5, расположенными снаружи и внутри основного бака 6, включая и сам основной бак, и отрезками соединительных проводников представляют собой совокупность добротных внутренних и внешне-внутренних ВЧ и СВЧ колебательных цепей. При этом экраном для катушек S_1, S_3 и внутренних частей вводов $h_{11}, h_{21}, h_{31}, h_{41}, h_{51}$ служит металлический корпус основного бака 6. Экраном для катушки S_2 является катушка S_1 (катушка S_2 расположена внутри катушки S_1), экраном для катушки S_4 является катушка S_3 (катушка S_4 расположена внутри катушки S_3), экраном для катушки S_5 является катушка S_2 (катушка S_5 расположена внутри катушки S_2). Экраном для ВВ регулятора напряжения R служит металлический корпус бака 7.

Ниже приведены расчетные значения частот основных (первых, $m = 1$) резонансов f_{Kj}^t наиболее добротных собственных внутренних и внешне-внутренних колебательных цепей автотрансформатора, а также указаны расчетные значения электрических добротностей колебательных цепей Q_{Kj}^t на этих частотах.

Самой низкочастотной и самой высокодобротной внутренней колебательной цепью в исследуемых автотрансформаторах является расположенная внутри основного бака 6 ВВ катушка S_1 с емкостными витками C_1 и C_1^1 сверху и снизу катушки. Расчетные значения частоты первого резонанса и электрической добротности на этой частоте составили

$$f_{S1}^0 = 2,5 \text{ МГц}, Q_{S1}^0 \approx 60. \quad (1)$$

Частоты первых резонансов и добротностей на этих частотах для нижней S_{11}^* и верхней S_{11}^{**} половинок ВВ катушки S_1

$$f_{S11}^* \approx f_{S11}^{**} \approx f_{S1}^0 \approx 5,0 \text{ МГц}, Q_{S11}^* \approx Q_{S11}^{**} \approx Q_{S1}^0 \approx 30. \quad (2)$$

Частоты первых резонансов и добротностей на этих частотах для колебательных цепей, образованных нижней половинкой S_{11}^* катушки S_1 , отрезками внутреннего проводника $A_1 C_1^1 C_1$ и внешне-внутренними частями $A_1 d_1, A_1 e_1, A_1 g_1$ ВВ ввода 1, составили $f_{S11}^1 \approx 4,8 \text{ МГц}, f_{S11}^2 \approx 4,6 \text{ МГц}, f_{S11}^3 \approx 4,5 \text{ МГц}, f_{S11}^4 \approx 4,1 \text{ МГц}, Q_{S11}^1 \approx 25, Q_{S11}^2 \approx 30, Q_{S11}^3 \approx 25, Q_{S11}^4 \approx 15.$

Частоты первых резонансов и добротностей на этих частотах для колебательных цепей, образованных катушками S_2, S_3, S_4, S_5 с отрезками внутренних проводников $b_4 C_4^1, b_5 C_5 C_4$ и внешне-внутренними частями $x_3 d_3, x_3 e_3, x_3 g_3, x_4 d_4, x_4 e_4, x_4 g_4$ НВ вводов 3, 4, $f_{S2}^0 = f_{S2}^1 = 6,5 \text{ МГц}, f_{S2}^2 = 6,3 \text{ МГц}, f_{S2}^3 = 6,1 \text{ МГц}, f_{S2}^4 = 5,9 \text{ МГц}, f_{S3}^0 = f_{S3}^1 = 14,0 \text{ МГц},$

$$\begin{aligned}
 Q_{S2}^0 \approx Q_{S2}^1 \approx 30, Q_{S2}^2 \approx 40, Q_{S2}^3 \approx 30, Q_{S2}^4 \approx 15, Q_{S3}^0 \approx Q_{S3}^1 = 15, \\
 f_{S4}^0 = 22,5 \text{ МГц}, f_{S4}^1 = 17,4 \text{ МГц}, f_{S4}^2 = 16,3 \text{ МГц}, \\
 f_{S4}^3 = 15,5 \text{ МГц}, f_{S4}^4 = 14,7 \text{ МГц}, \\
 Q_{S4}^0 \approx 25, Q_{S4}^1 \approx 35, Q_{S4}^2 \approx 40, Q_{S4}^3 \approx 30, Q_{S4}^4 \approx 15, \\
 f_{S5}^0 = 26,8 \text{ МГц}, f_{S5}^1 = 20,0 \text{ МГц}, f_{S5}^2 = 19,0 \text{ МГц}, \\
 f_{S5}^3 = 18,0 \text{ МГц}, f_{S5}^4 = 16,8 \text{ МГц}, \\
 Q_{S5}^0 \approx 20, Q_{S5}^1 \approx 30, Q_{S5}^2 \approx 40, Q_{S5}^3 \approx 30, Q_{S5}^4 \approx 15. \quad (4)
 \end{aligned}$$

Металлический бак 6 автотрансформатора представляет собой сравнительно добротную колебательную цепь с резонансами на его длине $L=AB$, высоте $H=BC$, ширине $D=CD$ и с расчетными значениями первых резонансных частот и добротностей на этих частотах

$$\begin{aligned}
 f_L = 21,0 \text{ МГц}, f_H = 32,0 \text{ МГц}, f_D = 50,0 \text{ МГц}, \\
 Q_L \approx 30, Q_H \approx 40, Q_D \approx 30. \quad (5)
 \end{aligned}$$

Регулятор напряжения R делит цилиндрический бак 7 по высоте на две неравные части, более протяженную верхнюю (первую) – хз и укороченную нижнюю (вторую) – ух. Расчетные значениями первых резонансных частот и добротностей на этих частотах для двух частей бака 7 с регулятором напряжения R составили

$$\begin{aligned}
 f_R^1 \approx 180 \text{ МГц}, f_R^2 \approx 230 \text{ МГц}, \\
 Q_R^1 \approx 40, Q_R^2 \approx 30. \quad (6)
 \end{aligned}$$

Параметры антенн вертикальной поляризации

Расчетные значения частот основных (первых) резонансов f_{vi} и эквивалентных добротностей на этих частотах Q_{vi} для излучающих антенн вертикальной поляризации, образованных наружными вертикальными частями вводов напряжений, обозначенными на рис. 1 как h_1, h_2, h_3, h_4, h_5 , (где v – индекс, указывающий на вертикальную поляризацию излучения антенн, $i = 1, 2, \dots, i_{\max}$ – порядковый номер ввода напряжения, i_{\max} – полное число вводов напряжений в исследуемом ЭЭО) составили

$$\begin{aligned}
 f_{v1} = 17,7 \text{ МГц}, f_{v2} = 27,6 \text{ МГц}, f_{v3} = 127,0 \text{ МГц}, \\
 f_{v4} = f_{v5} = 170,0 \text{ МГц}, \\
 Q_{v1} = 3,5, Q_{v2} = 3,4, Q_{v3} = 3,2, Q_{v4,5} = 3,1. \quad (7)
 \end{aligned}$$

Не учтенные в [1] вертикальные части проводов снижения h_{01}, h_{02} в сочетании с наружными частями ВВ вводов 1, 2 с высотами h_1, h_2 образуют еще две антенны вертикальной поляризации с высотами $(h_1 + h_{01}), (h_2 + h_{02})$ и следующими расчетными значениями частот основных (первых) резонансов и добротностей на этих частотах

$$\begin{aligned}
 f_{v01} = 5,2 \text{ МГц}, f_{v02} = 4,9 \text{ МГц}, \\
 Q_{v01} = 2,8, Q_{v02} = 2,9. \quad (8)
 \end{aligned}$$

Ширину наиболее информативных (с позиций диагностирования дефектности ЭЭО) частотных полос излучений антенн вертикальной поляризации $(\Delta f_{vi})_1$ вблизи частот их основных резонансов f_{vi} оценим, как и в [1-3], по минимуму, принимая во внимание, что расчетные значения добротностей для всех излучающих антенн на основных резонансных частотах f_{vi} не превышают величину $Q_{v\max} \approx 3,5$ (7), (8). В результате получим $(\Delta f_{v01})_1 \approx 1,5 \text{ МГц}, (\Delta f_{v02})_1 \approx 1,4 \text{ МГц}, (\Delta f_{v1})_1 \approx 5,0 \text{ МГц}, (\Delta f_{v2})_1 \approx 8,0 \text{ МГц}, (\Delta f_{v3})_1 \approx 36,0 \text{ МГц}, (\Delta f_{v4,5})_1 \approx 49,0 \text{ МГц}.$ (9)

Из выражений (7), (8), (9) следует, что учет влияния проводов снижения h_{01}, h_{02} , подключенных к ВВ вводам 1, 2, приводит к расширению информативной ча-

стотной области излучений антенн вертикальной поляризации в исследуемом автотрансформаторе, и она простирается от минимального значения $f_{\min} \approx 4,2 \text{ МГц}$ до максимального $f_{\max} \approx 195,0 \text{ МГц}$.

Сравнение с экспериментом

Сравнение результатов расчета резонансных частот и информативных частотных полос с экспериментом целесообразно в первую очередь выполнить для новых автотрансформаторов, поскольку в этом случае имеются максимальные шансы обнаружить в излучениях вертикальной поляризации резонансы добротных собственных колебательных цепей.

На рис. 2 а, б, в и рис. 3 а, б, в представлены энергетические спектры излучений трех исследуемых автотрансформаторов АТ-1 фаза А, АТ-1 фаза В и АТ-1 фаза С в диапазонах частот 5-33 МГц и 30-205 МГц, снятые при их первичном вводе в эксплуатацию.

На верхние части рисунков нанесены расчетные значения основных (первых) резонансных частот собственных колебательных цепей с их гармониками, а также информативные частотные полосы излучений антенн вертикальной поляризации автотрансформаторов $(\Delta f_{v0})_1 \approx 2,8 \text{ МГц}$ – результат наложений частотных полос $(\Delta f_{v02})_1$ и $(\Delta f_{v01})_1$; $(\Delta f_{v0})_{2,3} \approx 8,2 \text{ МГц}$ – результат наложений частотных полос $(\Delta f_{v02})_2, (\Delta f_{v01})_2, (\Delta f_{v02})_3, (\Delta f_{v01})_3$; $(\Delta f_{v1})_1 \approx 6,7 \text{ МГц}; (\Delta f_{v2})_1 \approx 9,7 \text{ МГц}; (\Delta f_{v1})_2 \approx 12,2 \text{ МГц}; (\Delta f_{v1})_{3-6} + (\Delta f_{v2})_{2-4} \approx 66,2 \text{ МГц}$ – результат наложений частотных полос $(\Delta f_{v1})_3, (\Delta f_{v2})_2, (\Delta f_{v1})_4, (\Delta f_{v2})_3, (\Delta f_{v1})_5, (\Delta f_{v1})_6, (\Delta f_{v2})_4$; $(\Delta f_{v3})_1 \approx 36,0 \text{ МГц}; (\Delta f_{v4,5})_1 \approx 49,0 \text{ МГц}; (\Delta f_{v3})_2 \approx 72,0 \text{ МГц}; (\Delta f_{v4,5})_2 \approx 98,0 \text{ МГц}.$ (10)

Отметим, что в выражении (10) информативные частотные полосы $(\Delta f_{v0})_1, (\Delta f_{v0})_{2,3}$ и $(\Delta f_{v1})_{3-6} + (\Delta f_{v2})_{2-4}$ являются гибридными, то есть составленными из наложений близких и трудно различимых информативных частотных полос. Из рис. 2 а, б, в и рис. 3 а, б, в видно, что АТ-1 фаза А и АТ-1 фаза В в данной партии характеризуются минимальными интенсивностями излучений практически на всех частотах анализа и согласно градациям по степени дефектности, введенным в методике [2], являются слабо дефектными (эталонными). Автотрансформатор АТ-1 фаза С по данным той же методики является умеренно дефектным.

Хорошо заметными в спектрах излучений эталонных автотрансформаторов АТ-1 фаза А и АТ-1 фаза В на частотах 5-33 МГц (см. рис. 2 а, б) являются пики $d_0, e_0, g_0, k_0, p_0, q_0, t_0, a_{11}, c_{11}$ со следующими значениями частот и эквивалентных добротностей $f_{d0} \approx 6,1 \text{ МГц}, f_{e0} \approx 6,7 \text{ МГц}, f_{g0} \approx 8,5 \text{ МГц}, f_{k0} \approx 10,0 \text{ МГц}, Q_{d0} > 15, Q_{e0} > 15, Q_{g0} \approx 15, Q_{k0} \approx 20, f_{p0} \approx 11,6 \text{ МГц}, f_{q0} \approx 12,4 \text{ МГц}, f_{t0} \approx 14,1 \text{ МГц}, f_{a11} \approx 16,2 \text{ МГц}, Q_{p0} \approx 15, Q_{q0} \approx 40, Q_{t0} \approx 15, Q_{a11} \approx 40, f_{c11} \approx 18,6 \text{ МГц}, f_{g21} \approx 28,5 \text{ МГц}, Q_{c11} \approx 40, Q_{g21} \approx 15,$ (11)

достаточно близкими (с точностями до суммарных погрешностей расчетов и экспериментов) к расчетным

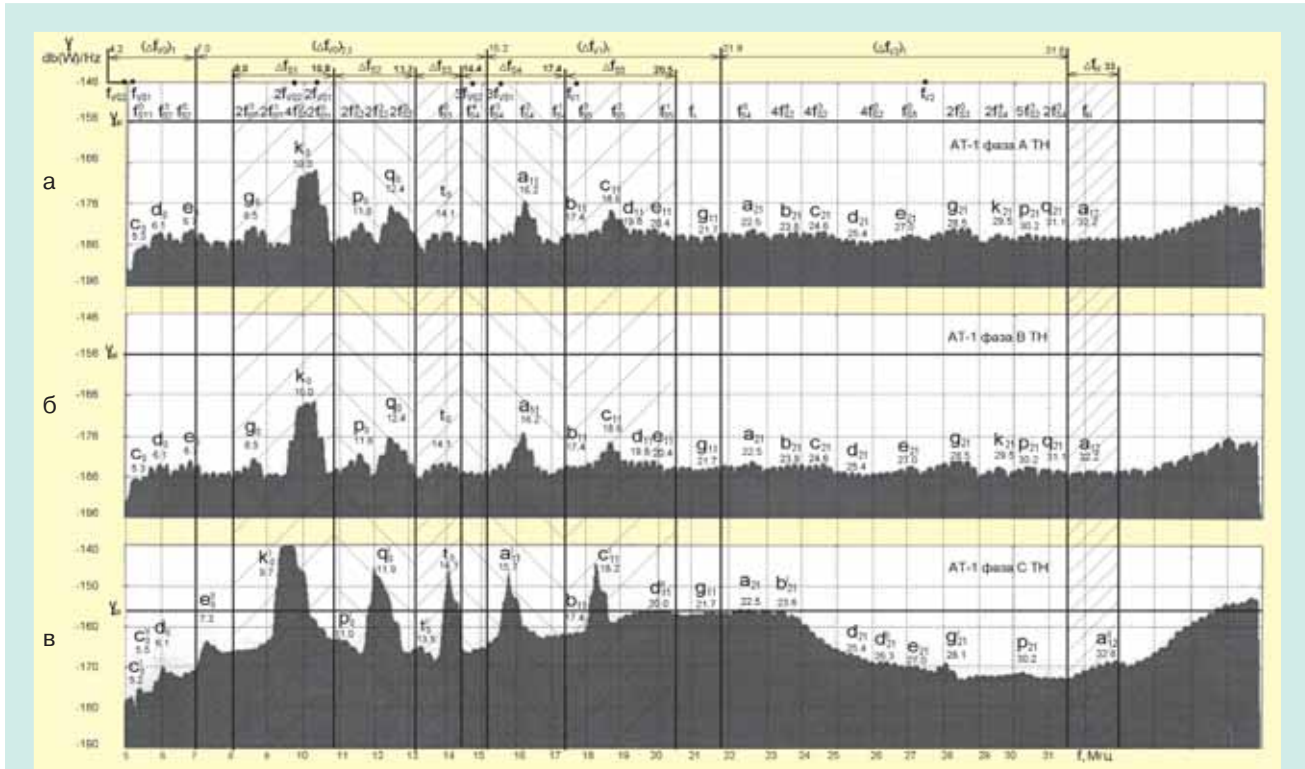


Рис.2. Энергетические спектры излучений вертикальной поляризации на частотах 5-33 МГц для трех АТ: а – АТ-1 фаза А, б – АТ-1 фаза В, в – АТ-1 фаза С

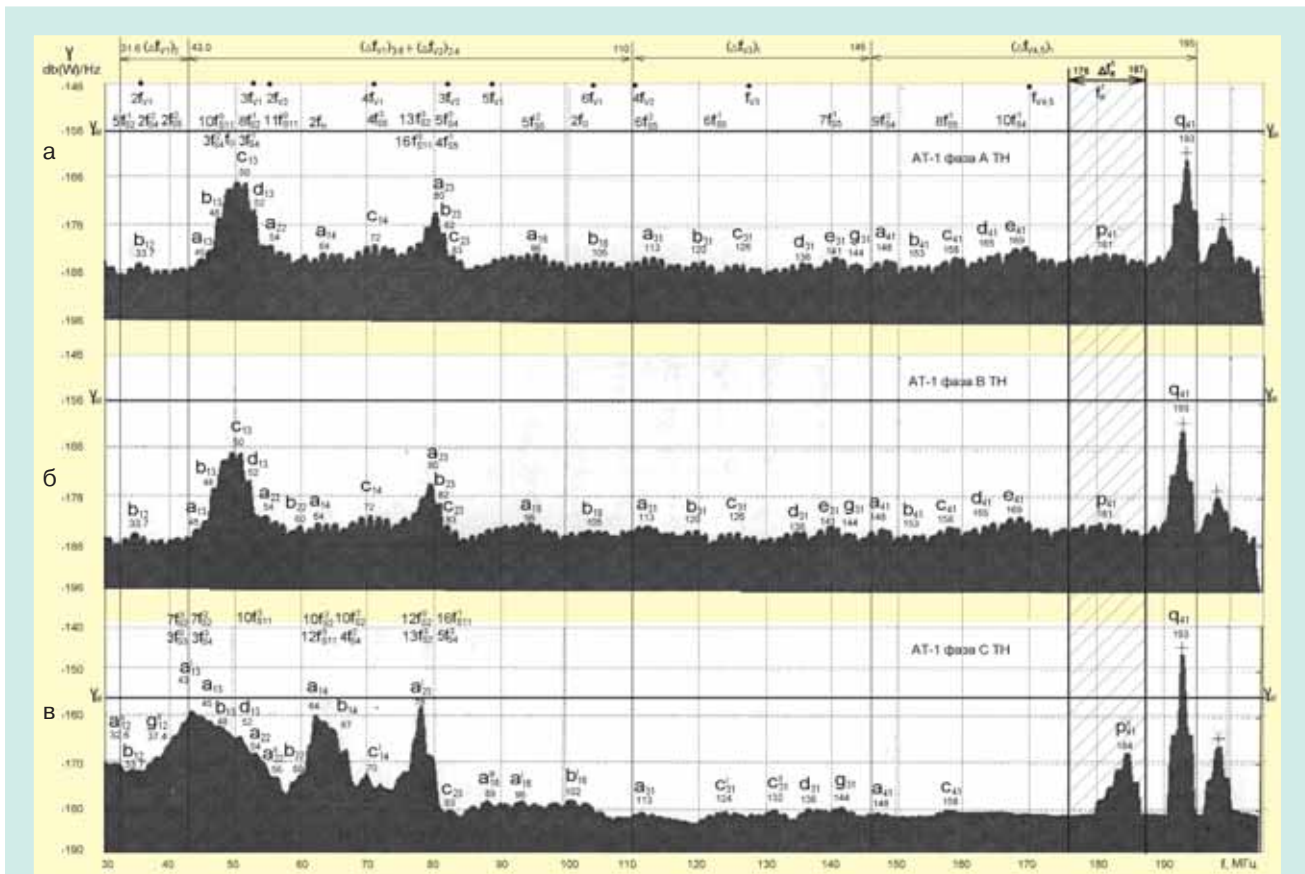


Рис.3. Энергетические спектры излучений вертикальной поляризации на частотах 30-205 МГц для трех АТ: а – АТ-1 фаза А, б – АТ-1 фаза В, в – АТ-1 фаза С

значениям резонансных частот и добротностей на основных тонах и на гармониках собственных колебательных цепей автотрансформаторов, включающих в себя катушки S_1, S_2, S_3, S_4, S_5 , а именно

$$\begin{aligned} f_{S_2}^3 &= 6,1 \text{ МГц}, f_{S_2}^0 = f_{S_2}^1 = 6,5 \text{ МГц}, 2f_{S_{11}}^4 \approx 8,2 \text{ МГц}, \\ 2f_{S_{11}}^0 &\approx 4f_{S_1}^0 \approx 10,0 \text{ МГц}, \\ Q_{S_2}^3 &\approx 35, Q_{S_2}^0 \approx 30, (Q_{S_{11}}^4)_2 \approx 15, Q_{eq} \approx 20, \\ 2f_{S_2}^4 &= 11,8 \text{ МГц}, 2f_{S_2}^3 = 12,2 \text{ МГц}, f_{S_3}^0 = f_{S_3}^1 = 14,0 \text{ МГц}, \\ f_{S_4}^2 &= 16,3 \text{ МГц}, \\ (Q_{S_2}^4)_2 &\approx 15, (Q_{S_2}^3)_2 \approx 35, Q_{S_3}^0 \approx 15, Q_{S_4}^2 \approx 40, \\ f_{S_5}^2 &= 19,0 \text{ МГц}, 2f_{S_3}^0 = 28,0 \text{ МГц}, \\ Q_{S_5}^2 &\approx 40, (Q_{S_3}^0)_2 \approx 15. \end{aligned} \quad (12)$$

В диапазоне 30-195 МГц наиболее заметными в спектрах излучений эталонных автотрансформаторов (рис. 3 а, б) являются пики c_{13}, a_{23} с резонансными частотами и эквивалентными добротностями

$$\begin{aligned} f_{c_{13}} &\approx 50,0 \text{ МГц}, f_{a_{23}} \approx 80,0 \text{ МГц}, \\ Q_{c_{13}} &\approx 15, Q_{a_{23}} \approx 50. \end{aligned} \quad (13)$$

Образование пиков c_{13}, a_{23} можно объяснить наложением гармоник резонансных частот добротных собственных колебательных цепей, включающих в себя катушки S_1, S_2, S_4, S_5 и основной бак автотрансформатора б (резонанс на ширине D),

$$\begin{aligned} 20f_{S_1}^0 &\approx 10f_{S_{11}}^0 \approx 8f_{S_2}^1 \approx 3f_{S_4}^2 \approx 3f_{S_4}^1 \approx f_D \approx \\ &48,0 - 52,2 \text{ МГц}, Q_{eq50} \approx 15, \\ 32f_{S_1}^0 &\approx 16f_{S_{11}}^0 \approx 13f_{S_2}^3 \approx 5f_{S_4}^2 \approx 4f_{S_5}^1 \approx \\ &79,3 - 81,5 \text{ МГц}, Q_{eq80} \approx 40. \end{aligned} \quad (14)$$

Следовательно, все наиболее заметные пики колебаний в спектрах излучений новых эталонных автотрансформаторов на частотах анализа 5 - 195 МГц (кроме пиков q_{41} , связанных с излучениями вещательных станций и потому исключенных из рассмотрения) могут быть объяснены резонансами на основных тонах и на гармониках добротных собственных колебательных цепей автотрансформаторов, включающих в себя катушки S_1, S_2, S_3, S_4, S_5 и основной бак трансформатора б.

Пики g_{11}, a_{12} с частотами $f_{g_{11}} \approx 21,7 \text{ МГц}, f_{a_{12}} \approx 32,2 \text{ МГц}$, близкими к расчетным значениям частот первых резонансов основного бака автотрансформатора б на его длине L и высоте H, $f_L \approx 21,0 \text{ МГц}$ и $f_H \approx 32,0 \text{ МГц}$, и пик p_{41} с частотой $f_{p_{41}} \approx 181 \text{ МГц}$, близкой к расчетному значению первого резонанса $f_R^1 \approx 180 \text{ МГц}$ верхней части цилиндрического бака 7 с регулятором напряжения R, едва заметны в спектрах излучений новых эталонных автотрансформаторов. Пики $d_0, e_0, g_0, k_0, p_0, q_0, t_0, a_{11}, c_{11}, g_{11}, a_{12}, c_{13}, a_{23}, p_{41}$ и другие, присутствующие в спектрах эталонных автотрансформаторов на частотах и с добротностями, достаточно близкими к расчетным значениям резонансных частот и добротностей собственных колебательных цепей исследуемых автотрансформаторов, будем называть «резонансами собственных колебательных цепей исследуемых автотрансформаторов».

В спектрах излучений умеренно дефектного автотрансформатора АТ-1 фаза С (см. рис. 2 в, 3 в) хорошо заметными являются пики $c_0^1, c_0^{11}, d_0, e_0^{11}, k_0^1, q_0^1, t_0, a_{11}^1, c_{11}^1, d_{11}^{11}, g_{11}, a_{21}, b_{21}^1, g_{21}^1, a_{12}^{11}, a_{13}^1, a_{14}, a_{23}^1, p_{41}^{11}$ с частотами и добротностями $f_{c_0^1} \approx 5,2 \text{ МГц}, f_{c_0^{11}} \approx 5,5 \text{ МГц}, f_{d_0} \approx 6,1 \text{ МГц}, f_{e_0^{11}} \approx 7,3 \text{ МГц}, f_{k_0^1} \approx 9,7 \text{ МГц},$

$$\begin{aligned} Q_{c_0^1} &\approx 20, Q_{c_0^{11}} \approx 20, Q_{d_0} \approx 25, Q_{e_0^{11}} \approx 20, Q_{k_0^1} \approx 20, \\ f_{q_0^1} &\approx 11,9 \text{ МГц}, f_{t_0} \approx 14,1 \text{ МГц}, f_{a_{11}^1} \approx 15,7 \text{ МГц}, \\ f_{c_{11}^1} &\approx 18,2 \text{ МГц}, f_{d_{11}^{11}} \approx 20,0 \text{ МГц}, \\ Q_{q_0^1} &\approx 60, Q_{t_0} \approx 140, Q_{a_{11}^1} \approx 300, Q_{c_{11}^1} \approx 200, Q_{d_{11}^{11}} > 10, \\ f_{g_{11}} &\approx 21,7 \text{ МГц}, f_{a_{21}} \approx 22,5 \text{ МГц}, f_{b_{21}^1} \approx 23,6 \text{ МГц}, \\ f_{g_{21}^1} &\approx 28,1 \text{ МГц}, \\ Q_{g_{11}} &> 10, Q_{a_{21}} > 10, Q_{b_{21}^1} > 10, Q_{g_{21}^1} \approx 30, \\ f_{a_{12}^{11}} &\approx 32,8 \text{ МГц}, f_{a_{13}^1} \approx 43,0 \text{ МГц}, f_{a_{14}^1} \approx 64,0 \text{ МГц}, \\ Q_{a_{12}^{11}} &\approx 30, Q_{a_{13}^1} \approx 15, Q_{a_{14}^1} \approx 20, \\ f_{a_{23}^1} &\approx 78,0 \text{ МГц}, f_{p_{41}^{11}} \approx 186,0 \text{ МГц}, \\ Q_{a_{23}^1} &\approx 80, Q_{p_{41}^{11}} \approx 100, \end{aligned} \quad (15)$$

близкими к расчетным значениям частот резонансов и условно близкими к расчетным значениям добротностей на основных тонах и на гармониках колебательных цепей автотрансформаторов, включающих в себя катушки S_1, S_2, S_3, S_4, S_5 , основной бак трансформатора б и регулятор напряжения R с его баком 7

$$\begin{aligned} 2f_{S_1}^0 &\approx f_{S_{11}}^0 \approx 4,8-5,3 \text{ МГц}, f_{S_2}^3 = 6,1 \text{ МГц}, 3f_{S_1}^0 = 7,5 \text{ МГц}, \\ 4f_{S_1}^0 &\approx 2f_{S_{11}}^1 \approx 9,6-10,6 \text{ МГц}, \\ Q_{eq5} &\approx 20, Q_{S_2}^3 \approx 25, (Q_{S_1}^0)_3 \approx 20, Q_{eq10} \approx 20, \\ 2f_{S_2}^4 &= 11,8 \text{ МГц}, f_{S_3}^0 = 14,0 \text{ МГц}, f_{S_4}^3 = 15,5 \text{ МГц}, \\ f_{S_5}^3 &= 18,0 \text{ МГц}, f_{S_5}^1 = 20,0 \text{ МГц}, \\ (Q_{S_2}^4)_2 &\approx 15, Q_{S_3}^0 \approx 15, Q_{S_4}^3 \approx 30, Q_{S_5}^3 \approx 30, Q_{S_5}^1 \approx 30, \\ 8f_{S_1}^0 &\approx 4f_{S_{11}}^0 \approx 20,0-21,2 \text{ МГц}, f_{S_4}^0 = 22,5 \text{ МГц}, \\ 4f_{S_2}^4 &= 23,6 \text{ МГц}, 2f_{S_3}^0 = 28,0 \text{ МГц}, \\ Q_{eq21} &\approx 15, Q_{S_4}^0 \approx 25, (Q_{S_2}^4)_4 \approx 15, (Q_{S_3}^0)_2 \approx 15, \\ f_H &\approx 32,0 \text{ МГц}, 7f_{S_2}^3 \approx 7f_{S_2}^2 \approx 3f_{S_3}^0 \approx 42,7-44,1 \text{ МГц}, \\ 10f_{S_2}^3 &\approx 10f_{S_2}^2 \approx 4f_{S_4}^2 \approx 61,0-65,0 \text{ МГц}, \\ Q_H &\approx 40, Q_{eq43} \approx 20, Q_{eq62} \approx 20, \\ 12f_{S_2}^0 &\approx 13f_{S_2}^3 \approx 5f_{S_4}^3 \approx 16f_{S_{11}}^1 \approx 78,0 - 80,0 \text{ МГц}, f_R^1 \approx 180 \text{ МГц}, \\ Q_{eq78} &\approx 30, Q_R^1 \approx 40. \end{aligned} \quad (16)$$

В выражениях (15), (16) отклонения по отдельным значениям добротностей выше суммарной погрешности экспериментов и расчетов. Пик q_{41} обусловлен излучением сторонней станции и исключен из рассмотрения. Увеличенная интенсивность пика излучения сторонней станции q_{41} (на 10 дБ в спектре излучения умеренно дефектного автотрансформатора АТ-1 фазы С в сравнении с аналогичными в спектрах эталонных автотрансформаторов) и повышенные добротности (в сравнении с расчетными значениями) пиков $q_0^1, t_0, a_{11}^1, c_{11}^1, a_{23}^1, p_{41}^{11}$ могут быть следствием наложения гармоник резонансных частот колебательных цепей и действия эффекта регенеративного усиления и генерирования шумов в умеренно дефектном электроэнергетическом оборудовании, впервые обнаруженном в [3] и объясненным в [1,4].

Помеченные на рисунках штрихами пики $c_0^1, c_0^{11}, e_0^{11}, k_0^1, p_0^1, q_0^1, t_0^1, a_{11}^1, c_{11}^1, d_{11}^{11}, g_{11}^1, b_{21}^1, g_{21}^1, a_{12}^{11}, a_{13}^1, a_{14}^1, a_{23}^1, p_{41}^{11}$ в спектрах излучений умеренно дефектного автотрансформатора АТ-1 фазы С с частотами и добротностями, отличными от значений частот и добротностей аналогичных пиков $c_0, e_0, k_0, q_0, t_0, a_{11}, c_{11}, d_{11}, g_{11}, b_{21}, g_{21}, a_{12}, a_{13}, a_{14}, a_{23}, p_{41}$ в спектрах эталонных автотрансформаторов, уместно назвать «резонансами дефектных колебательных цепей исследуемых автотрансформаторов» с тем, чтобы обратить внимание на возможность изменений значений резонансных частот и добротностей колебательных цепей при возникновении в них дефектов.

Отметим также, что интенсивности всех наиболее заметных пиков $k_0^1, q_0^1, t_0^1, a_{11}^1, c_{11}^1, d_{11}^1, g_{11}^1, a_{21}^1, b_{21}^1, g_{21}^1, a_{12}^1, a_{13}^1, a_{14}^1, a_{23}^1, p_{41}^1$ в спектрах излучений умеренно дефектного автотрансформатора АТ-1 фазы С в среднем на 8-25 дБ выше, чем аналогичных в спектрах эталонных автотрансформаторов, что может быть объяснено ухудшением изолирующих свойств масляного наполнения основного бака автотрансформатора 6 из-за проникновения в него влаги и эффектом регенеративного усиления и генерирования шумов (и колебаний) в умеренно дефектном электроэнергетическом оборудовании [1,4]. Пик p_{41}^1 с частотой $f_{p_{41}^1} \approx 184$ МГц, близкой к экспериментальному значению частоты $f_{p_{41}} \approx 181$ МГц пика p_{41} в спектрах эталонных автотрансформаторов и к расчетному значению частоты первого резонанса $f_R \approx 180$ МГц верхней части металлического бака 7 с регулятором напряжения R, хорошо заметен в спектре излучения умеренно дефектного автотрансформатора АТ-1 фаза С ТН (см. рис. 3 в).

Сравнение с экспериментом подтверждает корректность предложенной развитой шумовой излучающей модели ЭЭО. Эта модель легла в основу заявленной авторами данной работы углубленной шумовой методики диагностирования технического состояния ЭЭО, в которой дефектности отдельных конструктивных элементов, расположенных снаружи и внутри металлического бака оборудования, и полная дефектность этого оборудования определяются на основе сравнения экспериментальных и расчетных спектров излучений для однотипных контролируемого и эталонного образцов оборудования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Klokov V., Losev V., Popovich A., Silin N. Emitting model of the power electric equipment. Proceedings of the 8-th International Symposium on Electromagnetic Compatibility and Electromagnetic Ecology. S. Petersburg, June 16-19, 2009 (p. 36-38).
2. Патент RU 2311652 С1, Способ контроля технического состояния электроэнергетического оборудования, опубликован 27.11.2007.
3. Klokov V., Losev V., Popovich A., Silin N. Diagnostics of power electric equipment according to its parasite electromagnetic radiation. Proceedings of the 8-th International Symposium on Electromagnetic Compatibility and Electromagnetic Ecology. S. Petersburg, June 16-19, 2009 (p.33-35).
4. Dima M., Losev V. Generating electromagnetic fluctuations by electric condenser. Proceedings of the 8-th International Symposium on Electromagnetic Compatibility and Electromagnetic Ecology. S. Petersburg, June 16-19, 2009 (p.39-40).

Клоков Владимир Викторович – канд. техн. наук, доцент Морского государственного университета (МГУ), г. Владивосток (4232)599089 vklokov@list.ru

Лосев Валерий Лазаревич – канд. техн. наук, профессор Дальневосточного института коммуникаций (ДВИК), г. Владивосток (4232)611633 feic@mail.ru

Попович Алексей Борисович – инженер Дальневосточного государственного технического университета (ДВГТУ), г. Владивосток (4232) 261057 Popovich.ab@fentu.ru

Силин Николай Витальевич – докт. техн. наук, доцент ДВГТУ (4232) 450202, 89243209488 silin22@mail.ru

Шевурдин Дмитрий Геннадьевич – инженер ДВИК, г. Владивосток (4232)611633 feic@mail.ru

**17-20 МАЯ 2011
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ**

**ВОСЕМНАДЦАТАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ
ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА**

+7 812 3038868
energo@restec.ru
www.restec.ru/power

+7 812 3212632, 3212630
smetan@mail.lenexpo.ru
www.energetika.lenexpo.ru

РЕСТЭК® 20 лет

Ленэкспо

генеральные информационные спонсоры: **ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ**, **ИНТЕРНЕТ**, генеральные спонсоры в сети Интернет: **RusCable.Ru**, **elec.ru**, информационные спонсоры: **ЭЛЕКТРО**, **ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ**, **КАБЕЛЬ**, интернет-партнеры: **INFO**, **EnergyPartners.Ru**

БОЛЬШОЙ ПР. В. О., 103 ■ ВЫСТАВОЧНЫЙ КОМПЛЕКС «ЛЕНЭКСПО» ПАВИЛЬОНЫ 7, 8А

МЕТОДИКА ВЫБОРА ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК МАЛОЙ МОЩНОСТИ

Обухов С.Г., канд. техн. наук,
Сурков М.А., Хошнау З.П.

Представлена методика выбора ветроэнергетических установок малой мощности для систем автономного электроснабжения. Расчет вырабатываемой электроэнергии производится с использованием фактических архивов метеонаблюдений и реальных технических характеристик ветроэлектростанции по данным ее технической спецификации. Критерием выбора являются результаты технико-экономических расчетов.

Ключевые слова: ветроэнергетические установки; автономные системы электроснабжения; технико-экономическая эффективность

В последнее время для электроснабжения коттеджей, загородных домов, фермерских хозяйств, различных метеорологических объектов, вышек сотовой связи и т.п. все большее применение находят ветроэнергетические установки (ВЭУ). При этом возникает проблема рационального выбора модели ВЭУ, которая должна обеспечивать потребителя необходимой электроэнергией и в то же время удовлетворять его по известному отношению цена/качество.

Для индивидуального применения требуется ВЭУ малой мощности (до 100 кВт), предназначенная для работы в составе автономной электрической сети, следовательно, выбор ограничивается ветроустановками данного класса. Данный тип ВЭУ производится многими отечественными и зарубежными компаниями и широко представлен в сети Internet в разнообразных каталогах [1].

Минимальными исходными данными, которые требуются для выбора ВЭУ, являются общее годовое количество электроэнергии, потребляемое объектом электроснабжения $W_{\text{потр}}$ (порядок определения в данной работе не рассматривается) и среднегодовая скорость ветра $V_{\text{ср}}$ в предполагаемом месте установки электростанции.

Для приближенного расчета годовой выработки электроэнергии ВЭУ можно воспользоваться выражением, приведенным в [2]

$W_{\text{ВЭУ}} = 0,00191 \cdot \rho \cdot \pi \cdot R^2 \cdot V_{\text{ср}}^3 \cdot T \cdot C_p \cdot \eta$, кВт·ч, (1)
где ρ – плотность воздуха, 1,225 кг/м³ при обычных условиях; R – радиус ветроколеса, м; $V_{\text{ср}}$ – среднегодовая скорость ветра в месте установки ВЭУ, м/с; T – расчетное число часов работы ВЭУ в год; C_p – средний

Technique of selection of low power wind electric sets for stand-alone power supply systems is disclosed. Power output is estimated on the base of actual archives of meteorological observations and real technical data of a wind power plant. Selection criteria are to be based on feasibility study.

Keywords: wind power electric sets; stand-alone power supply systems; technical and economic efficiency

коэффициент использования энергии ветра; η – коэффициент полезного действия ветрогенератора.

Для гарантированного обеспечения потребителей электрической энергией необходимо выполнение условия

$$W_{\text{ВЭУ}} \geq W_{\text{потр}} \quad (2)$$

Для предварительных расчетов можно принять средние значения коэффициентов использования энергии ветра и полезного действия ветрогенератора, типичные для ВЭУ малой мощности,

$$C_p \approx 0,35 \quad \eta \approx 0,85 \quad (3)$$

Среднегодовую скорость ветра $V_{\text{ср}}$ можно определить по картам ветроэнергетических ресурсов России [3, 4] или воспользоваться специализированными ресурсами по ветроэнергетике зарубежных компаний [5, 6].

Из выражений (1), (2) можно определить приближенный радиус лопастей ветроколеса $R_{\text{пр}}$, необходимый для выбора конкретной модели ВЭУ по данным технической спецификации, приведенной в каталогах

$$R_{\text{пр}} = \sqrt{\frac{W_{\text{потр}}}{0,00191 \cdot \rho \cdot \pi \cdot V_{\text{ср}}^3 \cdot T \cdot C_p \cdot \eta}}, \text{ м} \quad (4)$$

Представленный выше метод выбора ВЭУ максимально прост, однако он не обеспечивает высокой точности по прогнозной выработке электроэнергии ветроэнергетической установкой. Объясняется это двумя основными причинами. Во-первых, вырабатываемая мощность ВЭУ пропорциональна кубу скорости ветра, и определение общей выработки электроэнергии по среднегодовой скорости ветра приводит к существенным погрешностям. Во-вторых, коэффициент использования энергии ветра ВЭУ, который определяет выходную мощность электростанции,

величина непостоянная, а зависит от скорости ветра и изменяется в широких пределах от 0 до максимального значения. Кроме того, ВЭУ малой мощности могут существенно отличаться друг от друга технико-экономическими показателями, которые во многом определяют как количество вырабатываемой ими энергии, так и ее себестоимость.

Целью настоящих исследований является разработка автоматизированной методики рационального выбора ветроэнергетических установок малой мощности.

Исследования проводились в рамках реализации ФЦП «Научные и научно-педагогические кадры инновационной России на 2009-2013 годы» по направлению «Новые и возобновляемые источники энергии».

Для повышения достоверности расчетов целесообразно использовать длительные данные метеонаблюдений в предполагаемом месте установки электростанции, а также реальные технические характеристики конкретной ВЭУ, определяемые по данным ее технической спецификации. Предлагаемый алгоритм выбора ВЭУ представлен на рис. 1.

Для выбора ВЭУ предварительно необходимо определиться с местом ее территориального размещения и рассчитать общий годовой объем необходимой потребителю электроэнергии $W_{\text{потр}}$.

Потребуется также климатические характеристики ветроэнергетических ресурсов в предполагаемом

месте размещения ВЭУ. Основу исходной информации для их определения составляют материалы регулярных наблюдений на сети метеорологических станций России, которые можно получить из баз данных метеорологических служб [7, 8], на серверах которых представлены результаты многолетних наблюдений за скоростью ветра по более чем 1000 метеостанциям. В соответствии с РД 52.04.275-89 [9] для предварительной оценки ветроэнергетического потенциала нет необходимости в проведении специальных экспедиционных наблюдений в намеченном для размещения ВЭУ пункте. Используя данные архивов метеорологических сайтов необходимо сформировать временную выборку ряда скоростей ветра $V_i(t)$ в предполагаемом месте размещения ВЭУ за длительный период наблюдений.

Средняя скорость ветра для полученной выборки определяется выражением

$$V_{\text{ср}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n V_i, \text{ м/с}, \quad (5)$$

где n – общее число измерений скорости ветра в выборке; V_i – текущее среднее значение скорости ветра, м/с.

Определив среднюю скорость ветра, по выражению (4) можно рассчитать приближенный радиус ветроколеса $R_{\text{пр}}$, необходимый для выбора конкретной модели ВЭУ.

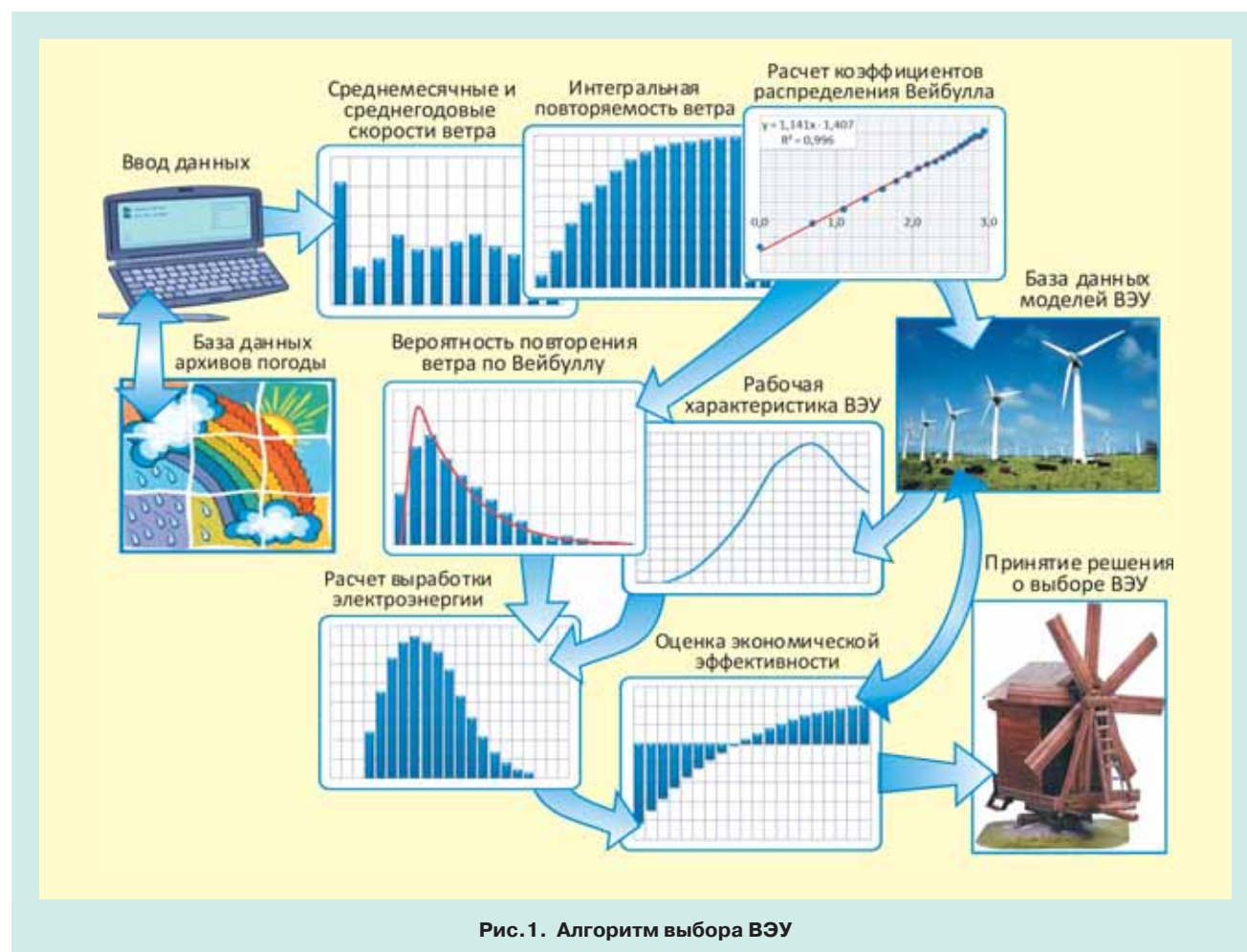


Рис. 1. Алгоритм выбора ВЭУ

Важнейшей энергетической характеристикой ветрового потока является повторяемость скоростей ветра, которая показывает, какую часть времени в течение рассматриваемого периода наблюдаются ветры с определенной скоростью. В качестве градаций скоростей ветра обычно используют интервал 1 м/с. Повторяемость скоростей ветра в значительной мере определяет эффективность использования ВЭУ.

Для получения достоверных прогнозов энергетической эффективности ветрового потока экспериментальные данные о скорости ветра аппроксимируют стандартной функцией распределения, в качестве которой в ветроэнергетике преимущественное распространение получила функция Вейбулла-Гнеденко [10, 11]

$$F(V) = 1 - e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k}, \quad (6)$$

где c – параметр масштаба, k – параметр формы, $F(V)$ – функция интегральной повторяемости скорости ветра, которая характеризует долю времени (вероятности) того, что скорость ветра равна или ниже, чем V .

Плотность распределения определяется выражением

$$f(V) = \frac{dF(V)}{dV} = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \cdot e^{-\left(\frac{V}{c}\right)^k}. \quad (7)$$

Двойное логарифмирование уравнения (6) приводит к выражению

$$\ln \ln \left[\frac{1}{1 - F(V)} \right] = k \ln V - k \ln c. \quad (8)$$

Выражение (8) является уравнением прямой линии с неизвестными коэффициентами k и c . Для их определения разработано много различных методов [12], наиболее простым из которых является построение эмпирической зависимости $\ln\{-\ln[1 - F(v)]\}$ от $\ln(V)$ и ее последующая линейная аппроксимация по методу наименьших квадратов.

Получив распределение плотности вероятности повторения скоростей ветра, описанное стандартной функцией распределения, легко рассчитать вероятность повторения ветра в любом интервале скоростей

$$P(V_1 < V < V_2) = F(V_2) - F(V_1) = e^{-\left(\frac{V_1}{c}\right)^k} - e^{-\left(\frac{V_2}{c}\right)^k}. \quad (9)$$

Тогда среднегодовое количество энергии, вырабатываемое ВЭУ, можно рассчитать по формуле

$$W_{ВЭУ} = T \sum_{i=1}^m P_i(V) \cdot N_i(V), \quad \text{кВт}\cdot\text{ч}, \quad (10)$$

где m – количество градаций скоростей ветра; T – общее число часов работы ВЭУ в год; $P_i(V)$ – повторяемость скорости в данной градации; $N_i(V)$ – выходная мощность ВЭУ в данной градации скорости ветра, кВт (определяется по рабочей характеристике ВЭУ как среднее значение для данной градации).

Для расчета вырабатываемой ВЭУ электроэнергии предварительно необходимо выбрать из базы данных конкретную модель электростанции. Выбор производится по условию

$$R \geq R_{пр}, \quad (11)$$

где R – радиус ветроколеса ВЭУ, м.

Кроме радиуса ветроколеса, в технической спецификации на ВЭУ обязательно приводится следующая техническая информация

$N_{ном}$ – номинальная выходная мощность ВЭУ, кВт;
 V_{min} – минимальная (стартовая) скорость ветра, м/с;
 $V_{ном}$ – номинальная скорость ветра, м/с;
 V_{max} – максимальная рабочая скорость ветра, м/с;
 h – высота башни на уровне ступицы ветроколеса, м.

Большинство производителей приводят в технической спецификации рабочую характеристику ВЭУ, представляющую собой экспериментально снятую зависимость выходной мощности электростанции от скорости ветра $N=f(V)$, которую необходимо использовать для повышения достоверности расчетов. В соответствии с рабочей характеристикой, при скоростях ветра $V < V_{min}$ и $V > V_{max}$ энергия ВЭУ не вырабатывается и $N = 0$. Для диапазона скоростей $V_{min} < V < V_{max}$ выходная мощность ВЭУ определяется для каждой градации скорости ветра.

Скорость ветра в приземном слое существенно зависит от шероховатости земной поверхности. Соответственно, характер местности размещения ВЭУ и высота ее мачты h будут оказывать непосредственное влияние на общую выработку электрической энергии.

Большинство метеорологических станций регистрируют параметры ветра на стандартной высоте 10 м. Оси ветроколес малых ВЭУ, как правило, находятся на высотах от 5 до 50 м. Для определения средней скорости ветра на этих высотах V_h можно использовать приближенную эмпирическую формулу, в которую входит значение стандартной скорости ветра V_{10} , измеренное на высоте 10 м

$$V_h = V_{10} \cdot \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{10}{z_0}\right)}, \quad \text{м/с}, \quad (12)$$

где z_0 – шероховатость земной поверхности, численные значения которой можно найти из табл. 1 [10].

Важным аргументом в принятии решения о целесообразности использования ВЭУ для потребителя является оценка экономической эффективности проекта. Оценка экономической эффективности применения ВЭУ в предлагаемой методике выполняется в соответствии с методическими рекомендациями по оценке эффективности инвестиционных проектов [13].

В качестве критериев оценки используются следующие показатели эффективности: чистый денежный поток (ЧДП); чистый дисконтированный доход (ЧДД); внутренняя норма доходности (ВНД); период возврата капитала или дисконтированный срок окупаемости (ДСО).

Основную долю капитальных затрат на ВЭУ малой мощности составляет стоимость самой энергоустановки $K_{ВЭУ}$. Сопутствующие капитальные затраты

Таблица 1
Параметры для расчета вертикального профиля ветрового потока

Тип местности	Шероховатость поверхности z_0 , м	Класс неровности рельефа
Водная поверхность	0,0001	0
Пустыня	0,0003	
Ровный снежный покров	0,001	
Взлетная полоса аэропорта	0,01	
Сельская местность с отдельными строениями и оградами	0,05	1
Сельская местность с деревьями, лесами, деревнями	0,1	2
Многочисленные деревья, кустарник	0,2	
Горная местность	0,3	3
Окрестности города	0,5	
Крупные города, лес	1,0	

$K_{доп}$, связанные с транспортировкой, монтажными, пуско-наладочными работами и т.п. можно приближенно определить в процентном отношении от стоимости ВЭУ. Типовая структура общих капитальных затрат на ВЭУ малой мощности приведена на рис. 2 [10, 14].



Стоимость самой ВЭУ во многом определяется ее типом, производителем, установленной мощностью. Средние значения удельной стоимости ВЭУ в зависимости от мощности приведены в табл. 2 [12].

Таблица 2
Средние значения удельной стоимости ВЭУ малой мощности

$N_{ном}$, кВт	$K_{ВЭУ}$, долл./кВт
< 10	2400-3000
100	1250-2000
> 250	700-1000

Чистый денежный поток инвестиционного проекта во временном интервале t определяется по выражению $ЧДП_t = ЧП_t + A_t - K_t$, (12) где $t = 0, 1, 2, \dots, n$ (n – планируемый срок реализации проекта, лет); $ЧП_t$ – чистая прибыль; A_t – амортизационные отчисления; K_t – капитальные вложения.

Чистая прибыль определяется как доход от реализованной продукции за вычетом издержек производства и налогов

$$ЧП_t = D_t - ИП_t - Н_t, \quad (13)$$

где D_t – общий объем продаж t -периода (за вычетом НДС); $ИП_t$ – издержки производства в t -периоде; $Н_t$ – налог на прибыль в t -периоде (принят 20 %).

Продукцией ВЭУ является произведенная электроэнергия, выручку от реализации которой можно определить по выражению

$$D_t = W_{потрт} \cdot C_{кВт\cdotч}, \quad (14)$$

где $W_{потрт}$ – объем электроэнергии, отпущенной потребителю в t -периоде, кВт·ч; $C_{кВт\cdotч}$ – стоимость 1 кВт·ч, руб.

Издержки производства складываются из расходов на текущее обслуживание и ремонт и составляют 2,5-4,0 % от стоимости ВЭУ [10, 12].

Для расчета амортизационных отчислений используется простой линейный метод, согласно которому

$$A_t = \frac{K_{ВЭУ}}{T_{сл}}, \quad (15)$$

где $T_{сл}$ – срок службы электроустановки, годы.

При определении чистой текущей стоимости проекта используется метод, основанный на расчете внутренней нормы доходности, согласно которому чистый дисконтированный доход определяется для ряда произвольных значений ставки дисконтирования $k=0; 0,1; 0,2; 0,3$; и т.д.

$$ЧДД = \sum_{t=1}^n \frac{ЧДП_t}{(1+k)^t} - I_0, \quad (16)$$

где I_0 – разовые инвестиции в нулевом году.

В большинстве практических случаев малая ВЭУ вводится в эксплуатацию за время меньше одного календарного года, соответственно, первоначальные вложения в проект равны сумме капитальных затрат

$$I_0 = K_{ВЭУ} + K_{доп}. \quad (17)$$

Значение ставки дисконтирования k , при которой ЧДД обращается в нуль, позволяет определить внутреннюю норму прибыли, т.е. максимальной ставки платы за привлекаемые источники финансирования, при которой инвестиционный проект остается безубыточным.

Заключительным этапом экономических расчетов является вычисление дисконтированного срока окупаемости капитальных вложений (ДСО). Этот экономический показатель определяется по графику $ЧДД = f(t)$ и позволяет установить период времени, в течение которого инвестор накапливает денежные средства для инвестирования, равные по своей величине первоначальным капиталовложениям.

Проиллюстрируем использование предлагаемой методики на конкретном примере выбора ВЭУ для электроснабжения небольшого производственного объекта, расположенного в населенном пункте Тикси Республики Саха (Якутия).

Среднегодовое энергопотребление объекта оценивается в $W_{потрт} = 4800,0$ кВт·ч, себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии принята в расчетах $C_{кВт\cdotч} = 18,0$ руб.,



Рис. 3. Распределение средних скоростей ветра по месяцам года

что соответствует уровню 2009 г. в рассматриваемом регионе [15].

Для оценки ветроэнергетического потенциала использовался архив метеонаблюдений Сервера «Погода России» [7], по данным которого была сформирована временная выборка скоростей ветра за период с 01.01.2009 по 30.10.2010 г. Среднегодовая скорость ветра в предполагаемом месте размещения ВЭУ составила $V_{cp} = 4,34$ м/с, распределение средних скоростей ветра по месяцам года представлено на рис. 3.

Эмпирическая функция вероятности повторения скоростей ветра аппроксимирована стандартной функцией распределения Вейбулла со следующими коэффициентами: $c = 1,142$, $k = 3,431$. Коэффициент детерминированности аппроксимации составил $R^2 = 0,996$. По уравнению (4) определен приближенный радиус ветроколеса, который составил $R_{np} = 1,75$ м.

Для тестирования метода использован модельный ряд ветротурбин на мощности от 0,3 до 20 кВт китайского производителя ExMork Industrial (<http://www.exmork.com>), на сайте которого представлены их основные технические характеристики.

Отметим, что выбор ВЭУ по упрощенным методам может приводить к существенным погрешностям.

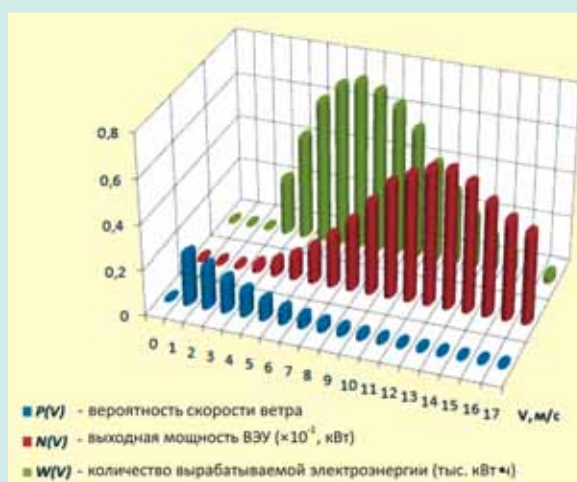


Рис. 4. Основные энергетические характеристики ВЭУ 5 кВт



Рис. 5. Чистый дисконтированный доход внедрения ВЭУ по годам реализации

Расчеты показывают, что для полученного распределения скоростей ветра ВЭУ установленной мощностью 2 и 3 кВт не обеспечат потребителя необходимой электроэнергией, хотя радиусы их ветроколес составляют 1,8 и 2,0 м соответственно, что удовлетворяет критерию выбора электростанции по выражению (4).

На рис. 4 представлены совмещенные зависимости вероятностей повторения скоростей ветра $P(V)$, рассчитанные по стандартной функции распределения, выходная электрическая мощность ВЭУ $N(V)$ и годовое количество вырабатываемой ею электроэнергии $W_{ВЭУ}$ по градациям скоростей ветрового потока V_i . Зависимости соответствуют электростанции номинальной мощности 5,0 кВт, радиус ветроколеса которой составляет 2,75 м. Данная ВЭУ способна выработать до 5,98 тыс. кВт·ч электроэнергии в год, что полностью покрывает потребности объекта электроснабжения.

Стоимость полнокомплектной ВЭУ мощностью 5 кВт составляет 344,0 тыс. рублей, общие капитальные вложения оцениваются в 491,5 тыс. руб. Экономические расчеты показывают, что при принятых исходных данных максимальная ставка дисконтирования, при которой проект остается безубыточным, составляет 16 %.

На рис. 5 представлена расчетная зависимость чистого дисконтированного дохода от срока реализации проекта при ставке дисконтирования $k = 10$ %. Из графика следует, что дисконтированный срок окупаемости инвестиционного проекта внедрения ВЭУ составляет 9 лет.

Алгоритм расчета полностью автоматизирован средствами популярного табличного процессора MS Excel, что обеспечивает пользователю простую и комфортную работу с методикой.

В результате проведенных исследований создан простой и удобный для пользователя инструмент технико-экономической оценки инвестиционных проектов по использованию ветроэнергетических установок малой мощности. Методика может быть полезна для большого круга потребителей, рассматривающих возможность практического применения установок малой энергетики в целях электроснабжения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Электронный каталог малых ветротурбин: [сайт]. URL: <http://www.allsmallwindturbines.com/>.
2. Ветроэнергетика. Руководство по применению ветроустановок малой и средней мощности: [сайт]. URL: <http://www.intersolar.ru/renewable/wind/>.
3. Справочник по климату СССР, ч.3. Л.: Гидрометеоздат, 1966-1969 гг.
4. Мандил К. Возобновляемая энергия в России. От возможности к реальности. ОЭСР/МЭА, 2004. 120 с.
5. WindData - карты ветров мира: [сайт]. URL: <http://www.winddata.com/>.
6. AWS TrueWind - карты ветров мира: [сайт]. URL: <http://www.awstruepower.com/wind-maps.cfm>.
7. Сервер «Погода России». Архив погоды: [сайт]. URL: <http://meteo.infospace.ru>.
8. Российский метеорологический сайт «Расписание погоды»: [сайт]. URL: <http://www.rp5.ru>.
9. РД 52.04.275-89 Методические указания. Проведение изыскательских работ по оценке ветроэнергетических ресурсов для обоснования схем размещения и проектирования ветроэнергетических установок. Зарегистрирован ЦКБ ГМП за № РД 52.04.275-89 от 16.08.90 г.
10. Erich Hau. Wind Turbines: Fundamentals, Technologies, Application, Economics. 2nd edition // Springer – Verlag Berlin Heidelberg. 2006, - 783 pag.
11. J.F.Manwell, J.G.McGowan, A.L.Rogers. Wind Energy Explained: Theory, Design and Application // Publisher. John Wiley & Sons, Ltd. 2002, - 590 pag. ISBN: 0-471-49972-2.
12. Sathyajith Mathew. Wind Energy: Fundamentals, Resource Analysis and Economics // Springer. 2006, - 246 pag. ISBN: 3540309055.
13. Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Вторая редакция, исправленная и дополненная. Утв. Минэкономки РФ, Минфином РФ и Госстроем РФ от 21 июня 1999 г. № ВК 477.
14. RETScreen International: [сайт]. URL: <http://www.retscreen.net>.
15. ОАО «Сахаэнерго». Годовой отчет за 2009 год: [сайт]. URL: <http://sakhaenergo.ru/>.

Обухов Сергей Геннадьевич – канд. техн. наук, доцент
 serob99@mail.ru

Сурков Михаил Александрович – аспирант
 lukutin48@mail.ru

Хошнау Зана Пешанг Халил – аспирант
 zanamiran@yahoo.com (3822) 564-210

Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ГОУ ВПО НИ ТПУ), кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий»

специализированная выставка

ЭНЕРГЕТИКА. ЭЛЕКТРОТЕХНИКА.

Энерго- и ресурсосбережение.

РОССИЯ • НИЖНИЙ НОВГОРОД • НИЖЕГОРОДСКАЯ ЯРМАРКА

17-20 мая 2011 года

Тел./факс: (831) 277-56-90, 277-55-95, 277-54-14;
 e-mail: irina@yarmarka.ru, www.yarmarka.ru
 Нижний Новгород, ул. Совнаркомовская, 13

Генеральный информационный спонсор: **ЭНЕРГОЭКСПЕРТ**
 Главный информационный партнер: **АВТОМАТИЗАЦИЯ ИТ в энергетике**
 Официальный информационный партнер: **ЭНЕРГЕТИКА РОССИИ** и **ЭЛЕКТРО**

РАСЧЕТ ДОПУСТИМОГО ТОКА В МЕТАЛЛИЧЕСКОМ ЭКРАНЕ ПРИ ДВОЙНОМ КОРОТКОМ ЗАМЫКАНИИ С УЧЕТОМ БАРЬЕРНЫХ СЛОЕВ ОКОЛО ЭКРАНА

Холодный С.Д., докт. техн. наук,
Холодный Д.С., канд. физ.-мат. наук

Рассмотрена методика расчета нагревания экрана кабеля из металлической проволоки при двойном коротком замыкании. Приведено математическое описание процесса нагревания экрана и разработана программа численного расчета. В программе учтено, что изоляция и оболочка могут быть из разных материалов и теплофизические свойства полимеров и металлов зависят от температуры. Предусмотрена возможность изменения тока в экране от времени. Приведен пример анализа зависимостей максимально допустимого тока в экране и температуры экрана, изоляции и оболочки от толщины барьерного слоя, от количества проволок в экране и от времени короткого замыкания.

Ключевые слова: силовые кабели; металлические экраны; барьерные слои; электрическая изоляция; короткие замыкания; допустимые токи; расчеты

В электрических сетях на напряжение 10 кВ применяют одножильные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена и экраном в виде повива металлических проволок. В сетях с изолированной нейтралью возможны двойные короткие замыкания, когда происходит замыкание жилы на экран в кабеле, например, фазы А, а в другом кабеле на фазе В. В этом случае ток короткого замыкания (КЗ) протекает по металлическому экрану, при этом возможен выход из строя значительной длины кабеля.

Как правило, для расчета допустимого тока в режимах КЗ применяют методику, рекомендованную МЭК для расчета нагревания экрана в адиабатическом режиме без учета отвода тепла в изоляцию и оболочку и при фиксированном токе КЗ.

Для уменьшения температуры изоляции и оболочки между ними и проволоками экрана применяют барьерные слои из непропитанной бумаги или других материалов, что не позволяет получить аналитическое решение нагревания изоляции и оболочки. Для решения этой задачи предлагается численный метод расчета и приводятся некоторые результаты расчетов по программе, разработанной для ПЭВМ.

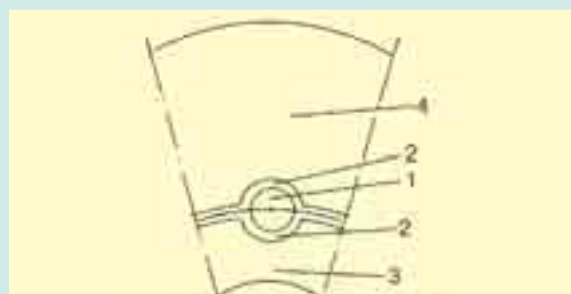
Схема конструкции экрана с барьерными слоями приведена на рисунке. После нагревания в процессе

Valuation technique to compute heating of cable metal-wired shield at double short circuit is described. Mathematical description of heating process is disclosed and numerical modeling procedure is developed. It was taken into account in the procedure that insulation and a sheath may be of different materials and thermal properties of polymers and metals depend on temperature. It is possible to change a current in the shield with time in the model. Case study of dependency of maximum allowable current in the shield and temperatures of shield, insulation and sheath on shield layer thickness, quantity of shield wires and short circuit time interval is disclosed.

Keywords: power cables; metal-wired shields; barrier layers; electrical insulation; short circuits; allowable currents; computing

КЗ происходит продавливание поверхности изоляции и оболочки, так что соприкосновение проволоки экрана 1 с материалами изоляции 4 и оболочки 3 через барьерные слои 2 происходит в створе углов b_1 и b_2 .

Время действия КЗ обычно не превышает 2 с, при этом глубина проникновения теплового поля не превышает 0,5 - 1 мм, что сопоставимо с радиусом проволок экрана. Приблизительно предполагаем, что в створе углов b_1 и b_2 в изоляции и оболочке тепловое поле со-



Конструкция экрана с барьерными слоями

1 – металлическая проволока экрана,
2 – барьерные слои, 3 – полимерная оболочка, 4 – изоляция

ответствует осесимметричной задаче и справедливы уравнения в цилиндрических координатах.

Для изоляции и оболочки применим уравнение теплопроводности

$$c_v \partial T / \partial t = \lambda [\partial^2 T / \partial r^2 + (1/r) \partial T / \partial r], \quad (1)$$

где λ – теплопроводность, Вт/м⁰С и c_v – теплоемкость единицы объема материала, Вт/м³°С.

Предполагаем, что в качестве барьерного слоя применяется материал с малой теплопроводностью и теплоемкостью. Тогда приближенно считаем, что между проволокой экрана и поверхностями изоляции и оболочки расположены тепловые сопротивления барьера

$$R_{би} = \Delta / (\lambda_6 b_1 / 360); \quad R_{бо} = \Delta / (\lambda_6 b_2 / 360), \quad (2)$$

где b_1 и b_2 – углы, показанные на рисунке, в градусах; Δ – толщина барьерного слоя, м.

Полная теплоемкость экрана $C_э$ (Вт/м⁰С) состоит из теплоемкости проволоки $C_{пр}$ и барьерного слоя $C_б$

$$C_э = C_{пр} + C_б; \quad C_{пр} = c_{vэ} \pi r_0^2; \quad C_б = \Delta \pi r_0 c_{vб}, \quad (3)$$

где $r_0 = \sqrt{S/\pi}$ радиус проволоки; S – площадь сечения экрана; n – число проволок в экране; $c_{vэ}$ и $c_{vб}$ – соответственно теплоемкости единицы объема материалов проволоки и барьерного слоя.

Мощность тепловыделения в одной проволоке экрана

$$W = I^2 R/n; \quad R = R_{20} [1 + \alpha_{20} (T_э - 20)]; \quad R_{20} = \rho/S, \quad (4)$$

где I – ток в экране при КЗ; R – электрическое сопротивление экрана на единице длины кабеля; R_{20} – то же при 20 °С; ρ – удельное объемное сопротивление материала экрана; $T_э$ – температура экрана; α_{20} – температурный коэффициент сопротивления.

Скорость нагревания проволоки экрана определим по формуле

$$dT_э/dt = [W - (T_э - T_{и0})/R_{би} - (T_э - T_{об,0})/R_{бо}] / C_э, \quad (5)$$

где $T_{и0}$ и $T_{об,0}$ – соответственно температуры на поверхностях изоляции и оболочки – это граничное условие при $r = r_0 + \Delta$.

На расстоянии, превышающем глубину проникновения температурного поля Δ_y за время КЗ, примем температуру, равную начальной температуре экрана T_n . Примем, что наружный радиус равен $r_n = r_0 + \Delta + \Delta_y$.

Для расчетов по уравнению (1) применим численный метод конечных разностей с разделением толщины Δ_y на m слоев. При времени действия КЗ от 0,5 до 2 с толщина Δ_y изменяется от 0,5 до 1 мм. Число $m = 20 - 100$. Для совместного решения системы уравнений (1) и (5) составлена программа на алгоритмическом языке Visual Basic; она позволяет учитывать зависимость удельной теплоемкости и теплопроводности материалов от температуры. По программе можно задать разные толщины барьерных слоев около изоляции и оболочки.

В качестве примера приведем результаты расчетов для кабеля марки АПВВ 1х240/25 – 10. Сечение экрана из медных проволок 25 мм². Для сшитого полиэтилена приняты параметры:

при $T < 115$ °С $c_v = 3,4 + 0,05 T$ (Вт/см³ °С), $\lambda = 0,34 - 0,001 T$ (Вт/м⁰С);
при $T > 115$ °С $c_v = 3,4$, $\lambda = 0,22$; для оболочки $c_v = 1,6$, $\lambda = 0,2$; для барьерного слоя $c_v = 1$, $\lambda = 0,1$.

Теплоемкость металлов также зависит от температуры: $c_v = 3,5215 + 0,000911 \cdot (T - 100)$ – медный экран и $c_v = 2,518 + 0,00108 \cdot (T - 100)$ – алюминиевый экран.

Для времени КЗ $t = 1$ с по методике МЭК в адиабатическом режиме при c_v меди 3,6, $\alpha_{20} = 0,00392$ и максимально допустимой температуре экрана 350 °С получен ток 4582,5 А. Если принять тепловые сопротивления барьерного слоя очень большими, то по программе получим такое же значение тока.

Применим барьерные слои из непропитанной бумаги толщиной $\Delta = 0,1$ мм с параметрами $\lambda = 0,1$ Вт/(м⁰С) и $c_v = 1$ Дж/(см³ °С). Условная толщина изоляции и оболочки $\Delta_y = 1$ мм, количество проволок экрана 25, их радиус $r_0 = 0,56$ мм. Углы соприкосновения $b_1 = 70^\circ$, $b_2 = 100^\circ$. При токе по методике МЭК 4582,5 А и времени КЗ 1 с по разработанной программе получим температуры изоляции, оболочки и экрана, приведенные в табл. 1.

Таблица 1
Температуры в изоляции и оболочке

Радиус, мм	0,56	0,76	0,96	1,16	1,36	1,56	$T_э$
$T_{и}, ^\circ\text{C}$	167	98	78	72	70	70	313
$T_{об}, ^\circ\text{C}$	202	124	91	77	72	70	313

Из этой таблицы видно, что при наличии тонкого барьерного слоя и учете зависимости параметров изоляции, оболочки и меди от температуры температура экрана уменьшается от 350 до 313 °С, а наибольшая температура изоляции (167 °С) и оболочки (202 °С) значительно ниже температуры экрана. Глубина проникновения теплового поля в изоляции составляет 0,6 мм, а в оболочке – 0,8 мм.

В табл. 2 приведена зависимость максимальных температур от толщины барьерного слоя для принятых ранее остальных параметров.

Таблица 2
Зависимость температур от толщины барьерного слоя

Δ , мм	0,05	0,1	0,15	0,2
$T_э, ^\circ\text{C}$	300	313	321	326
$T_{и}, ^\circ\text{C}$	203	167	147	133
$T_{об}, ^\circ\text{C}$	234	202	180	164

В табл. 3 приведены зависимости максимальных температур от количества проволок в экране при $\Delta = 0,1$ мм.

Таблица 3
Зависимость температур от количества проволок в экране, n

n	15	25	35	45
$T_э, ^\circ\text{C}$	301	313	307	301
$T_{и}, ^\circ\text{C}$	172	167	164	161
$T_{об}, ^\circ\text{C}$	209	202	198	194

Влияние отвода тепла в изоляцию и оболочку возрастает с увеличением углов соприкосновения, значе-

ния которых зависят от термомеханических свойств материалов изоляции и оболочки. Углы могут быть получены из экспериментальных данных при разборке образцов кабелей.

В табл. 4 и 5 приведены зависимости допустимых токов КЗ от толщины барьерного слоя и времени КЗ для заданной допустимой температуры экрана 350 °С и при условиях, заданных для табл. 1.

Таблица 4

Зависимость температур и допустимого тока КЗ от толщины барьерного слоя при допустимой температуре экрана 350 °С

Δ , мм	0,05	0,1	0,15	0,2
$T_{и}$, °С	232	183	155	139
$T_{об}$, °С	269	224	193	173
I , А	4930	4820	4770	4730

Из табл. 4 следует, что с увеличением толщины барьерных слоев при фиксированной максимальной температуре экрана допустимый ток КЗ уменьшается вследствие уменьшения отвода тепла к изоляции и оболочке. При этом значительно понижаются максимальные температуры изоляции и оболочки.

При времени КЗ более 2 с глубина проникновения теплового поля в изоляцию и оболочку становится более 1 мм, и предположение о том, что тепловое поле радиальное может привести к погрешностям результатов расчетов.

С помощью разработанной программы расчетов проведен анализ влияния конструкции барьерных слоев на экранах из металлических проволок и режимов КЗ на максимально допустимый ток в экране и температуру изоляции и оболочки. В программе предус-

Таблица 5

Зависимость температур, допустимого тока КЗ и глубины проникновения теплового поля от времени КЗ при толщине барьерного слоя 0,1 мм и допустимой температуре экрана 350 °С

t , с	0,5	1	1,5	2
$T_{и}$, °С	162	183	194	202
$T_{об}$, °С	201	224	234	241
I , А	6670	4820	4020	3545
$\Delta_{и}$, мм	0,55	0,7	0,8	1,0
$\Delta_{об}$, мм	0,65	0,8	1,0	1,2

матрен учет зависимости параметров материалов от температуры. Учтено, что проволоки экрана отдают разное количество тепла изоляции и оболочке.

По мере нагревания экранов их электрическое сопротивление возрастает, что приводит к уменьшению тока КЗ. В программе можно задавать ток КЗ в виде функции времени или температуры экрана. Для получения тока КЗ в виде функции времени необходимо разработать методику расчета токов КЗ в экранах при двойном КЗ и совместить ее с предложенной в настоящей статье программой.

ЛИТЕРАТУРА

Основы кабельной техники / под ред. Пешкова И.Б. – М.: Издательский центр «Академия», 2006. 432 с.

Холодный Станислав Дмитриевич – докт. техн. наук, гл. научный сотрудник ОАО «ВНИИКП», г. Москва 495 6780224

Холодный Дмитрий Станиславович – канд. физ.-мат. наук, доцент кафедры ФЭМАЭК МЭИ (ТУ), г. Москва 8 919 7754218



IPNES 2011

6-8 сентября 2011
ВП «ЭЛЕКТРИФИКАЦИЯ», МОСКВА, ВВЦ

**МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
ПО ИННОВАЦИЯМ В ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКЕ**



www.ipnes2010.ru
Тел.: +7 (499) 760-27-30 e-mail: contact@ipnes2010.ru

ТЕМАТИЧЕСКИЕ РАЗДЕЛЫ ВЫСТАВКИ

- > релейная защита и автоматика, телемеханика
- > научно-исследовательские проекты, выполняющие работы применительно к объектам распределительных электрических сетей
- > перспективные технологии и технические решения
- > компенсирующие устройства
- > линии электропередач
- > защита от перенапряжений
- > контрольная и измерительная аппаратура, средства связи
- > элементы управления и функции электрических систем и аппаратов
- > средства защиты персонала и организационно-технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ при электрических сетях
- > оборудование, приспособления, средства механизации и специальный транспорт для обслуживания электрических сетей
- > экологическая безопасность в электрических сетях

Информационный партнер 

Организаторы:



Под патронатом: 

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАСЧЕТОВ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГАСИТЕЛЕЙ ВИБРАЦИИ ГПГ-1,6-11-350, ГПГ-1,6-11-450, ГПГ-1,6-11-550 НА ОБРАЗЦЕ ПРОВОДА АС 120/19

Трофимов С.В., канд. техн. наук

Представлен метод определения эффективности работы гасителя вибрации, позволяющий определить диапазон частот колебаний провода, в котором гаситель вибрации защищает провод от усталостных повреждений. В основу метода положен алгоритм расчета величин прогибов провода и изгибающих моментов в опасных сечениях провода при его колебаниях с гасителем вибрации. Полученные результаты уточняют диапазон частот, в котором гаситель вибрации защищает провод от усталостных повреждений.

Ключевые слова: воздушные линии электропередачи; провода; вибрация; гаситель вибрации; эффективность гасителя вибрации; метод расчета эффективности

Для защиты провода от усталостных повреждений, возникающих в местах его выхода из поддерживающих зажимов, в соответствии с ПУЭ-7 (раздел 2, глава 2.5, п. 2.5.85) широко применяются гасители вибрации типа Стокбриджа [1]. Гасители вибрации типа Стокбриджа и одна из его модификаций - гасители вибрации типа ГПГ с осесимметричными относительно продольной оси гибкого элемента грузами, нашедшие широкое распространение в течение двух последних десятилетий, имеют большой положительный опыт эксплуатации в качестве надежной защиты от вибрации одиночных проводов и грозотросов ВЛ 110-220 кВ, грозотросов ВЛ 750 кВ, проводов, расщепленных на две составляющие, фаз ВЛ 330 кВ. Разработанные и проверенные большим количеством лабораторных и полевых испытаний рекомендации по выбору варианта защиты проводов ВЛ от вибрации, типа гасителя вибрации и мест его расположения, подробно изложенные в «Методических указаниях по типовой защите от вибрации и субколебаний проводов и грозозащитных тросов воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ» [2], позволяли проектировщикам ВЛ обеспечить с помощью гасителей вибрации

A method of determination of operation effectiveness of vibration suppressor is described. The method allows defining of wire frequency range, in which vibration suppressor protects a wire from fatigue damage. The method is based on algorithm of computation of deflection and bending moment in critical sections of a wire when it flutters along with vibration suppressor. The results obtained adjust the range of frequency where vibration suppressor protects a wire from fatigue damage.

Keywords: overhead power transmission lines; wires; vibration; vibration suppressor; vibration suppressor effectiveness; method of effectiveness computation

надежную и долговечную виброзащиту проводов и грозотросов ВЛ всех классов напряжений. Немногочисленные исключения в виде нестандартных случаев усталостных повреждений проводов по причине вибрации лишь подтверждают достаточность виброзащиты с помощью гасителей вибрации типа Стокбриджа с осесимметричными формами грузов.

Наличие широкого выбора типов гасителей вибрации ставит перед проектировщиками и службами эксплуатации ВЛ проблему выбора наиболее эффективного для применения на конкретной ВЛ типа гасителя вибрации.

Такой выбор может быть сделан на основании использования одного из трех способов:

- сравнения данных экспериментальной проверки эффективности работы гасителей вибрации на проводе, выполненной на специальном стенде;
- результатов расчетов эффективности работы гасителей на проводе;
- сравнения результатов испытаний гасителей вибрации на проводах пролета ВЛ в полевых условиях.

Экспериментальная проверка эффективности работы гасителя вибрации на проводе может быть выполнена по предлагаемой схеме МЭК [3], которая

основана на испытаниях эффективности работы конкретного гасителя вибрации на образце конкретного провода в опытном стендовом пролете.

Согласно схемы испытаний МЭК эффективность работы конкретного гасителя на конкретном проводе определяется по величинам изгибных напряжений, замеряемых тензодатчиками, закрепленными на верхних проволоках наружного повива провода недалеко от места его выхода из имитатора поддерживающего зажима. При этих испытаниях должно быть испытано не менее 10 и не более 20 разных режимов колебаний провода, соответствующих различным собственным формам колебаний образца провода с гасителем вибрации, наиболее полно отражающих особенности работы данного гасителя вибрации на этом проводе. Результаты такой проверки эффективности работы гасителя вибрации на проводе являются главной оценкой полезности применения данного конкретного гасителя вибрации на этом конкретном проводе. Сравнение этих результатов с аналогичными результатами испытания гасителей другого типа дают возможность выбора наилучшего варианта защиты от вибрации этого провода.

Наряду с экспериментальными методами определения эффективности работы гасителя вибрации на проводе актуальной является задача разработки метода определения расчетным путем эффективности работы этого гасителя. Постановка, решение этой задачи, а также результаты расчетов амплитуд колебаний точек продольных осей провода и упругого элемента, углов наклона провода к горизонтали, изгибающих моментов и перерезывающей силы в различных сечениях провода с гасителем вибрации приведены в [4-6].

Ниже сделана попытка определения эффективности работы гасителя вибрации на проводе на основе сравнения расчетных величин максимальных изгибающих моментов, возникающих в сечениях провода на выходе из поддерживающего зажима и на входе-выходе его из зажима гасителя вибрации, полученных по методике расчетов «SVT – гаситель вибрации на проводе» [4-6] динамической системы «провод с гасителем вибрации» с аналогичным максимальным изгибающим моментом в сечении провода без гасителя вибрации на выходе его из поддерживающего зажима. Проверка результатов расчетов эффективности работы гасителя вибрации ГПГ-1,6-11-450 на образце провода АС 120/19 в опытном пролете механического стенда, которая заключалась в экспериментальном определении длин полуволн собственных форм колебаний образца, определении частоты колебаний провода и последующим сравнением этих параметров с расчетными данными, подробно описана в [7, 9].

Провод АС 120/19 имеет диаметр 15,2 мм [4], и устойчивые вынужденные поперечные колебания (вибрации) могут возникать при воздействии на провод поперечно направленного потока воздуха со скоростью от 0,6 до 7 м/с, создающего за проводом пе-

риодически возникающие и срывающиеся вихревые движения воздуха. Минимальная v_{\min} и максимальная v_{\max} частоты образования воздушных вихрей за проводом АС 120/19 в соответствии с [2] и диапазоном скоростей ветра, вызывающих устойчивую вибрацию проводов, равны $v_{\min} = 7,9$ Гц и $v_{\max} = 92,1$ Гц. Величинами v_{\min} и v_{\max} определяются границы диапазона частот вынужденных колебаний провода f_p от 7,9 до 92,1 Гц, при возникновении которых провод с целью предотвращения усталостных повреждений проволок повивов необходимо защищать от вибраций, превышающих безопасный уровень. В случае, когда одна из собственных частот колебаний провода АС 120/19 с гасителем f_{ic} или без него f_{ig} в полете ВЛ совпадает с частотами срыва вихрей воздушного потока v , могут возникать устойчивые вынужденные колебания провода с частотой, близкой к вышеуказанным значениям и максимальными амплитудами $A_{ic\max}$ и $A_{ig\max}$ в пучностях полуволн колебаний. Возникшие вынужденные колебания могут сохраняться в дальнейшем и при небольшом различии величин собственных частот провода от v . При этом величины амплитуд колебаний в пучностях полуволн будут меньше максимальных. В случае увеличения разницы между частотами f_{ic} или f_{ig} и v возникнут устойчивые колебания провода, соответствующие следующей по порядку собственной форме.

Таким образом, провод АС 120/19 необходимо защищать от усталостных повреждений при вынужденных колебаниях провода (вибрации) с амплитудами, превышающими безопасный уровень, в областях нахождения его собственных частот в диапазоне частот от $f_{p\min} = 7,9$ Гц до $f_{p\max} = 92,1$ Гц. С учетом высокого уровня самодемпфирования провода АС 120/19, имеющего два повива алюминиевых проволок и один повив стальных проволок, верхняя граница $f_{p\max}$ может быть понижена до $f'_{p\max} = 70-80$ Гц.

Защита провода АС 120/19 от усталостных повреждений при вибрации в соответствии с РД 34.20.189-90 «Методические указания по защите от вибрации...» осуществляется с помощью гасителей вибрации ГПГ-1,6-11-450, имеющих по две пары первых расчетных частот для каждого из грузов гасителя, равных $f_1' = f_1'' = 8,01$ Гц и $f_2' = f_2'' = 39,38$ Гц [2].

Предварительно величины собственных частот f_{ic} и длины полуволн $\lambda_{ic}/2$ в собственных формах для опытного образца провода длиной 15,28 м с гасителем ГПГ-1,6-11-450 были рассчитаны по методике расчетов «SVT – гаситель вибрации на проводе» [4-6] динамической системы «провод с гасителем вибрации». Аналогичные величины f_{ig} и $\lambda_{ig}/2$ были определены для динамической системы «провод без гасителя вибрации». Полученные при этом величины собственных частот колебаний f_{ic} и величины длин полуволн колебаний $\lambda_{ic}/2$ являлись ориентиром при проведении эксперимента, позволяя довольно точно устанавливать режимы колебаний с помощью изменения скорости вращения электродвигателя. Значения первых шестнадцати собственных частот f_{ic} ,

количество полуволн в собственных формах, максимальные изгибающие моменты в сечениях провода на выходе его из поддерживающего зажима $M_{1c \text{ изг}}$ и на входе-выходе в зажим гасителя слева и справа от него $M_{2c \text{ изг}}$ и $M_{3c \text{ изг}}$, полученные при условии равенства величин максимальных амплитуд в пучностях второй полуволны $A_{2 \text{ max}} = 0,01 \text{ м}$ всех собственных форм, кроме первой (для первой собственной формы $A_{1 \text{ max}} = 0,01 \text{ м}$), приведены в табл.1. Там же приведены величины собственных частот f_{i6} , количество полуволн в собственных формах и максимальный изгибающий момент в сечении провода на выходе его из поддерживающего зажима $M_{16 \text{ изг}}$ аналогичного образца провода без гасителя вибрации, попадающие в этот же диапазон частот. Пятнадцать собственных форм колебаний образца провода длиной 15,28 м с гасителем вибрации, соответствующие пятнадцати из шестнадцати собственных частот f_{i6} (табл.1) приведены [8]. Кроме этого, величины максимальных изгибающих моментов $M_{1c \text{ изг}}$, $M_{2c \text{ изг}}$ и $M_{3c \text{ изг}}$, возникающих в опасных сечениях провода с гасителем вибрации при вынужденных колебаниях провода с вынуждающей частотой, равной i -той собственной частоте провода с гасителем вибрации, приведены на рис. 1. Там же приведены величины изгибающего момента $M_{16 \text{ изг}}$, возникающего в сечении провода без гасителя вибрации на выходе из поддерживающего зажима при вынужденных колебаниях провода с вынуждающей частотой, равной i -той собственной частоте провода без гасителя вибрации. На рис. 1-3 приняты следующие обозначения:

◊ – максимальный изгибающий момент в сечении провода с гасителем на выходе из поддерживающего зажима;

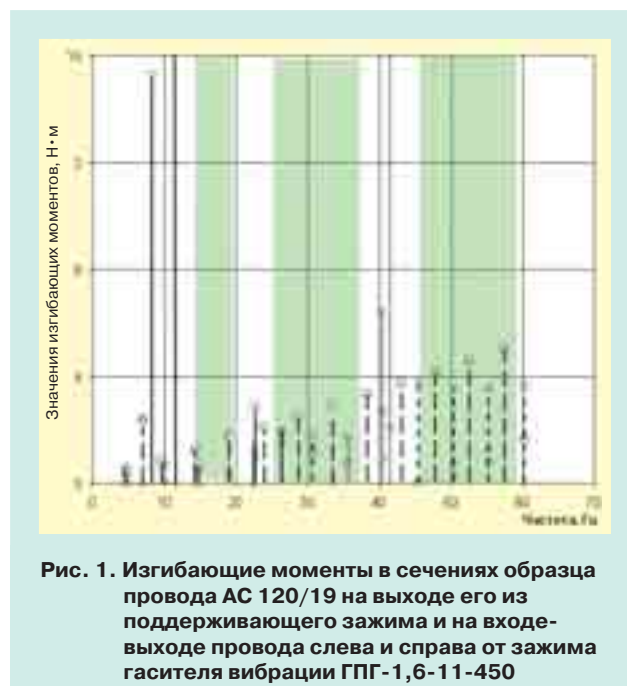


Рис. 1. Изгибающие моменты в сечениях образца провода АС 120/19 на выходе его из поддерживающего зажима и на входе-выходе провода слева и справа от зажима гасителя вибрации ГПГ-1,6-11-450

○ – максимальный изгибающий момент в сечении провода без гасителя на выходе из поддерживающего зажима;

△ – максимальный изгибающий момент в сечении провода на выходе из зажима гасителя слева;

× – максимальный изгибающий момент в сечении провода на выходе из зажима гасителя справа.

Сравнение значений расчетных собственных частот образца провода с гасителем ГПГ-1,6-11-450 и без него показывает (см. табл. 1), что образец провода с этим гасителем имеет в диапазоне частот 7,9 – 70 Гц дополнительные четыре собственные частоты:

Образец провода без гасителя вибрации				Образец провода с гасителем вибрации ГПГ-1,6-11-450					
Номер собственной частоты и формы	Собственная частота, Гц	Количество полуволн в собственной форме	Максимальный изгибающий момент $M_{16 \text{ изг}}$, Н·м	Номер собственной частоты и формы	Собственная частота, Гц	Количество полуволн в собственной форме	Максимальный изгибающий момент $M_{1c \text{ изг}}$, Н·м	Максимальный изгибающий момент $M_{2c \text{ изг}}$, Н·м	Максимальный изгибающий момент $M_{3c \text{ изг}}$, Н·м
1	4,78	1	0,4156	1	4,66	1	0,5919	0,0191	0,1734
2	9,55	2	0,8313	2	6,98	2	2,3128	0,0413	2,4476
				3	8,31	2	15,2567	122,44	107,96
				4	10,05	2	0,0647	0,1507	0,6670
3	14,33	3	1,2471	5	14,67	3	0,7504	0,0287	0,5857
4	19,11	4	1,6630	6	19,03	4	1,8146	0,4645	0,2159
5	23,89	5	2,0793	7	22,61	5	2,8766	1,3159	0,9826
6	28,67	6	2,4959	8	26,34	6	1,9443	1,4266	1,6585
7	33,45	7	2,9128	9	30,83	7	1,1412	1,4203	1,7585
8	38,24	8	3,3302	10	35,61	8	0,7464	1,7648	1,6164
				11	40,37	9	0,8670	6,4545	2,6911
9	43,02	9	3,7481	12	41,31	10	2,0755	25,8516	28,3954
				13	45,47	10	0,0131	0,1475	3,8190
10	47,81	10	4,1667	14	50,38	10	0,2744	0,8465	3,5356
11	52,60	11	4,5858	15	55,28	11	0,7570	1,2679	3,5982
				16	60,11	12	1,6172	1,7858	3,6864

- $f_{2c} = 6,98$ Гц и $f_{3c} = 8,31$ Гц в области существования пары первых собственных частот двух грузов гасителя вибрации ($f_1' = f_1'' = 8,01$ Гц);

- $f_{11c} = 40,37$ Гц и $f_{12c} = 41,31$ Гц в области существования пары вторых собственных частот двух грузов гасителя вибрации ($f_2' = f_2'' = 39,38$ Гц).

Необходимо отметить, что в диапазон частот от $f_{p \min} = 7,9$ Гц до $f_{p \max} = 70$ Гц, в котором возможно возникновение устойчивых режимов вынужденных колебаний провода с опасными, с точки зрения появления усталостных повреждений проволок повивов провода, амплитудами колебаний, попадают 13 собственных частот колебаний образца провода без гасителя (величины 11 из них приведены в табл. 1) и 16 собственных частот колебаний образца провода с гасителем ГПГ-1,6-11-450 (величины 14 из них приведены в табл. 1). Следовательно, количество возможных режимов устойчивых вынужденных колебаний образца провода на опытном пролете механического стенда равно 13 для образца провода без гасителя и 16 для образца провода с гасителем ГПГ-1,6-11-450. Эти количества испытательных режимов полностью соответствуют рекомендациям МЭК [3].

Сравнение величин максимальных изгибающих моментов в сечении образца провода с гасителем ГПГ-1,6-11-450 и без него на выходе из поддерживающего зажима $M_{1c \text{ изг}}$ и $M_{16 \text{ изг}}$ дает основание полагать, что в области существования первых двух собственных частот грузов гасителя вибрации сам гаситель вибрации ГПГ-1,6-11-450 не только не защищает провод, но и существенно увеличивает риск повреждения провода при вынужденных колебаниях провода в этом диапазоне частот (см. рис. 1).

В диапазоне частот, включающем собственные частоты $f_{6c} = 19,03$ Гц и $f_{7c} = 26,34$ Гц, величины изгибающего момента $M_{1c \text{ изг}}$ незначительно превышают величины изгибающего момента $M_{16 \text{ изг}}$, то есть в этом диапазоне частот гаситель также не защищает провод от усталостных повреждений.

Однако в области существования пары вторых собственных частот грузов гасителя вибрации ГПГ-1,6-11-450 этот гаситель вибрации защищает провод в сечении его выхода из поддерживающего зажима от усталостных повреждений, снижая величины максимального изгибающего момента $M_{1c \text{ изг}}$ по сравнению с величиной $M_{16 \text{ изг}}$ в 2 раза.

Появление гасителя вибрации ГПГ-1,6-11-450 на проводе приводит к тому, что этот гаситель вибрации может значительно снизить максимальные изгибные моменты в сечении провода на выходе из поддерживающего зажима в двух диапазонах частот от 15 до 17 Гц и от 26 до 55 Гц, то есть защитить провод от угрозы усталостных повреждений. В то же время гаситель ГПГ-1,6-11-450 ухудшает условия работы провода в диапазоне частот от 18 до 26 Гц и резко ухудшает условия работы провода в диапазоне частот от 5 до 14,5 Гц.

Появление любого гасителя вибрации на проводе приводит к появлению двух дополнительных сечений на входе-выходе провода из зажима гасителя вибра-

ции опасных с точки зрения появления усталостных повреждений.

Сравнение величин изгибающих моментов в сечении провода на входе-выходе его из зажима гасителя вибрации $M_{2c \text{ изг}}$ и $M_{3c \text{ изг}}$ с величинами $M_{16 \text{ изг}}$ показывает, что в областях существования пары вторых собственных частот грузов гасителей вибрации сам гаситель вибрации ГПГ-1,6-11-450 представляет собой опасность для провода. При этом величины изгибающих моментов $M_{2c \text{ изг}}$ и $M_{3c \text{ изг}}$ во много раз превышают величину максимального изгибающего момента $M_{16 \text{ изг}}$.

Суммируя результаты анализа влияния гасителя вибрации на расчетные максимальные изгибающие моменты $M_{1c \text{ изг}}$, $M_{2c \text{ изг}}$ и $M_{3c \text{ изг}}$, можно сказать, что гаситель ГПГ-1,6-11-450 защищает образец провода АС 120/19 длиной 15,28 м лишь в нескольких небольших областях диапазона частот, а именно – от 13 до 17 Гц, от 25 до 38 Гц и от 46 до 58 Гц (верхняя граница требует уточнения). Эти зоны частот на рис. 1 выделены зеленым цветом.

С целью сравнения влияния параметров гасителей вибрации на величины изгибающих моментов $M_{1c \text{ изг}}$, $M_{2c \text{ изг}}$ и $M_{3c \text{ изг}}$ были выполнены аналогичные вычисления параметров собственных форм колебаний аналогичного образца провода АС 120/19 с гасителями вибрации ГПГ-1,6-11-550 и ГПГ-1,6-11-350, имеющими по две пары первых расчетных собственных частот для каждого из грузов гасителей,

- $f_1' = f_1'' = 5,41$ Гц и $f_2' = f_2'' = 32,64$ Гц для ГПГ-1,6-11-550;
- $f_1' = f_1'' = 14,27$ Гц и $f_2' = f_2'' = 55,48$ Гц для ГПГ-1,6-11-350 [2].

Результаты этих вычислений приведены в табл. 2 и 3, а также показаны на рис. 2 и 3.

Сравнение значений расчетных собственных частот образца провода с гасителем ГПГ-1,6-11-550 и без него показывает (см. табл. 2), что образец провода АС 120/19 с этим гасителем имеет в диапазоне частот 7,9 – 70 Гц дополнительные четыре собственные частоты

- $f_{2c} = 5,50$ Гц и $f_{3c} = 5,58$ Гц в области существования пары первых собственных частот двух грузов гасителя вибрации ($f_1' = f_1'' = 5,41$ Гц);

- $f_{11c} = 35,53$ Гц и $f_{12c} = 40,16$ Гц в области существования пары вторых собственных частот двух грузов гасителя вибрации ($f_2' = f_2'' = 32,64$ Гц).

В диапазон частот от $f_{p \min} = 7,9$ Гц до $f_{p \max} = 70$ Гц попадают 15 собственных частот колебаний образца провода с гасителем вибрации ГПГ-1,6-11-550 (величины 13 из них приведены в табл. 2). Следовательно, количество возможных режимов устойчивых вынужденных колебаний образца провода АС 120/19 с гасителем ГПГ-1,6-11-550 в опытном пролете механического стенда равно 15, что полностью соответствует рекомендациям МЭК, которые устанавливают минимальный объем различных испытательных режимов – 10 и максимальный объем – 20 [3].

Сравнение величин максимальных изгибающих моментов в сечении образца провода с гасителем ГПГ-1,6-11-550 и без него на выходе из поддержи-

Таблица 2

Образец провода без гасителя вибрации				Образец провода с гасителем вибрации ГПГ-1,6-11-550					
Номер собственной частоты и формы	Собственная частота, Гц	Количество полуволн в собственной форме	Максимальный изгибающий момент $M_{1б\text{ изг}}$, Н·м	Номер собственной частоты и формы	Собственная частота, Гц	Количество полуволн в собственной форме	Максимальный изгибающий момент $M_{1с\text{ изг}}$, Н·м	Максимальный изгибающий момент $M_{2с\text{ изг}}$, Н·м	Максимальный изгибающий момент $M_{3с\text{ изг}}$, Н·м
1	4,78	1	0,4156	1	4,54	1	0,7566	0,0870	0,4624
2	9,55	2	0,8313	2	5,50	2	0,2232	4,3830	5,0679
				3	5,58	2	1,1121	3,0136	1,4473
				4	9,72	2	0,6019	0,0971	0,3480
3	14,33	3	1,2471	5	14,33	3	1,2846	0,3004	0,2380
4	19,11	4	1,6630	6	18,55	4	2,3483	0,8385	0,2724
5	23,89	5	2,0793	7	22,26	5	2,7788	1,4582	1,1999
6	28,67	6	2,4959	8	26,25	6	1,8259	1,5144	1,5753
7	33,45	7	2,9128	9	30,73	7	0,9987	1,7158	1,4297
8	38,24	8	3,3302	10	34,57	8	2,4260	28,9398	25,6164
				11	35,53	8	0,0803	1,7605	4,8768
				12	40,16	8	0,4635	0,5861	2,7412
9	43,02	9	3,7481	13	44,74	9	1,5779	0,7786	2,4921
10	47,81	10	4,1667	14	48,99	10	3,3664	0,6977	1,7150
11	52,60	11	4,5858	15	52,94	11	4,6783	0,2488	0,0859
12	57,39	12	5,0057	16	57,11	12	4,3970	0,2220	1,6617

вающего зажима $M_{1с\text{ изг}}$ и $M_{1б\text{ изг}}$ дает основание полагать, что в области существования первых двух собственных частот грузов гасителя вибрации сам гаситель вибрации ГПГ-1,6-11-550 не только не защищает провод, а существенно увеличивает риск повреждения провода при вынужденных колебаниях провода в этом диапазоне частот (см. рис. 2). В диапазоне частот, включающем собственные частоты гасителя ГПГ-1,6-11-450 $f_{2с} = 5,50$ Гц и $f_{3с} = 5,58$ Гц величины изгибающего момента $M_{1с\text{ изг}}$ значительно превышают величины изгибающего момента $M_{1б\text{ изг}}$. При этом необходимо отметить, что частоты $f_{2с} = 5,50$ Гц и $f_{3с} = 5,58$ Гц, располагаются ниже нижней границы $f_{p\text{ min}} = 7,9$ Гц частотного диапазона, в котором проводу АС120/19 нужна защита.

Гаситель вибрации ГПГ-1,6-11-550 защищает провод на частотах $f_{4с} = 10,05$ Гц и $f_{5с} = 14,63$ Гц и не защищает на частотах $f_{7с} = 19,03$ Гц и $f_{7с} = 22,61$ Гц (см. табл. 2 и рис. 2).

В области существования пары вторых собственных частот грузов гасителя вибрации ГПГ-1,6-11-550 (34-35 Гц) этот гаситель вибрации защищает провод в его сечении на выходе из поддерживающего зажима от усталостных повреждений, снижая величины максимального изгибающего момента $M_{1с\text{ изг}}$ по сравнению с величиной $M_{1б\text{ изг}}$ в 1,4 раза. В то же время в этой же зоне частот резко увеличиваются величины изгибающих моментов в сечениях провода на входе и выходе его из зажима гасителя вибрации $M_{2с\text{ изг}}$ и $M_{3с\text{ изг}}$, в несколько раз превышая значения изгибающего момента $M_{1б\text{ изг}}$ в сечении провода без гасителя на выходе его из поддерживающего зажима.

Суммируя результаты анализа влияния гасителя вибрации на расчетные максимальные изгибающие

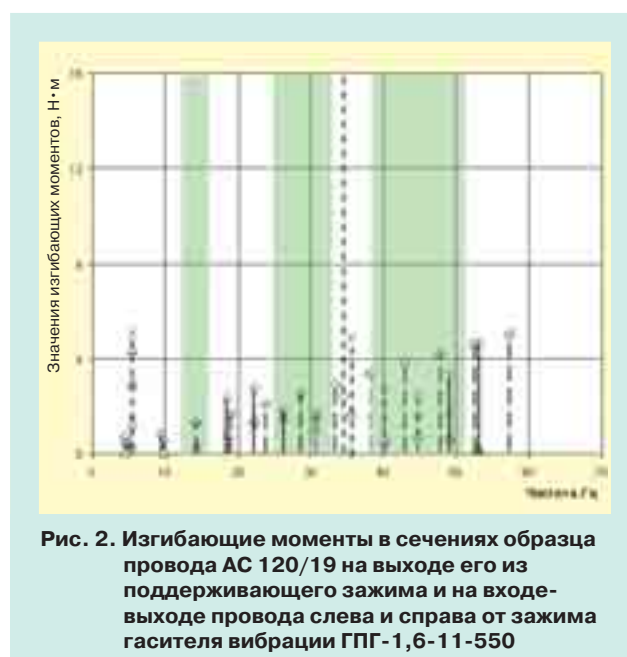


Рис. 2. Изгибающие моменты в сечениях образца провода АС 120/19 на выходе его из поддерживающего зажима и на входе-выходе провода слева и справа от зажима гасителя вибрации ГПГ-1,6-11-550

моментами $M_{1с\text{ изг}}$, $M_{2с\text{ изг}}$ и $M_{3с\text{ изг}}$, можно сказать, что гаситель ГПГ-1,6-11-550 защищает образец провода АС 120/19 длиной 15,28 м лишь в нескольких небольших областях диапазона частот вынужденных колебаний, в котором проводу требуется защита, а именно – от 12 до 16 Гц, от 24 до 32 Гц и от 38 до 51 Гц. Эти зоны частот на рис. 2 выделены зеленым цветом. Сравнение диапазонов частот, в которых гасители ГПГ-1,6-11-450 и ГПГ-1,6-11-550 защищают провод от вибрации, дает основание полагать, что увеличение длины рабочей части упругого элемента гасителя вибрации приводит к смещению этих диапазонов в сторону уменьшения частот (см. рис. 1 и 2).

Таблица 3

Образец провода без гасителя вибрации				Образец провода с гасителем вибрации ГПГ-1,6-11-350					
Номер собственной частоты и формы	Собственная частота, Гц	Количество полуволн в собственной форме	Максимальный изгибающий момент $M_{16 \text{ изг}}$, Н·м	Номер собственной частоты и формы	Собственная частота, Гц	Количество полуволн в собственной форме	Максимальный изгибающий момент $M_{1с \text{ изг}}$, Н·м	Максимальный изгибающий момент $M_{2с \text{ изг}}$, Н·м	Максимальный изгибающий момент $M_{3с \text{ изг}}$, Н·м
1	4,78	1	0,4156	1	4,69	1	0,5564	0,0500	0,1032
2	9,55	2	0,8313	2	6,04	2	2,4691	0,8051	1,3923
3	14,33	3	1,2471	3	10,67	3	1,0046	0,8811	0,9392
4	19,11	4	1,6630	4	13,30	4	5,2314	69,4318	64,1684
				5	15,24	4	0,1225	0,1977	1,6356
				6	19,97	4	0,3736	0,0701	1,3581
5	23,89	5	2,0793	7	22,61	5	1,7624	0,4976	0,9142
6	28,67	6	2,4959	8	24,19	6	2,7210	1,5710	1,2845
7	33,45	7	2,9128	9	30,89	7	1,2394	1,2774	1,9146
8	38,24	8	3,3302	10	35,66	8	0,7810	1,3435	2,0356
9	43,02	9	3,7481	11	40,58	9	0,6146	1,6731	2,0114
10	47,81	10	4,1667	12	45,54	10	0,5780	2,5300	1,5046
11	52,60	11	4,5858	13	50,36	11	1,0152	7,9481	3,6146
12	57,39	12	5,0057	14	52,19	12	3,6109	38,2371	40,9111
				15	55,75	-	-	-	-
				16	60,71	13	0,0222	0,4609	5,7439

Сравнение значений расчетных собственных частот образца провода с гасителем ГПГ-1,6-11-350 и без него показывает (табл. 3), что образец провода с этим гасителем имеет в диапазоне частот 7,9 – 70 Гц дополнительные четыре собственные частоты

- $f_{2с} = 15,24$ Гц и $f_{3с} = 19,97$ Гц в области существования пары первых собственных частот двух грузов гасителя вибрации ($f_1' = f_1'' = 14,27$ Гц);

- $f_{14с} = 55,75$ Гц и $f_{17с}$ больше 60,71 Гц в области существования пары вторых собственных частот двух грузов гасителя вибрации ($f_2' = f_2'' = 55,48$ Гц).

Необходимо отметить, что диапазон частот от $f_{p \text{ min}} = 7,9$ Гц до $f_{p \text{ max}} = 70$ Гц, в котором возможно возникновение устойчивых режимов вынужденных колебаний провода с опасными, с точки зрения появления усталостных повреждений проволок повивов провода, амплитудами колебаний, попадают 13 собственных частот колебаний образца провода без гасителя (величины 12 из них приведены в табл. 3) и 16 собственных частот колебаний образца провода с гасителем ГПГ-1,6-11-350 (величины 16 из них приведены в табл. 3). Следовательно, количество возможных режимов устойчивых вынужденных колебаний образца провода на опытном пролете механического стенда равно 13 для образца провода без гасителя и 16 для образца провода с гасителем ГПГ-1,6-11-450. Эти количества испытательных режимов также полностью соответствуют рекомендациям МЭК в части минимальных объемов различных испытательных режимов [3].

В случае применения для защиты от усталостных повреждений при вибрации провода АС 120/19 гасителя вибрации ГПГ-1,6-11-350, имеющего по две пары первых расчетных частот для каждого из грузов



Рис. 3. Изгибающие моменты в сечениях образца провода АС 120/19 на выходе его из поддерживающего зажима и на входе-выходе провода слева и справа от зажима гасителя вибрации ГПГ-1,6-11-350

гасителя, равные $f_1' = f_1'' = 14,27$ Гц и $f_2' = f_2'' = 55,48$ Гц [2], величины изгибающих моментов в сечениях провода АС 120/19 на выходе его из поддерживающего зажима гасителя вибрации значительно изменяются (см. рис. 3). Сравнение величин максимальных изгибающих моментов в сечении образца провода с гасителем ГПГ-1,6-11-350 и без него на выходе из поддерживающего зажима $M_{1с \text{ изг}}$ и $M_{16 \text{ изг}}$ дает основание полагать, что в области существования первых двух собственных частот грузов гасителя вибрации сам гаситель вибрации ГПГ-1,6-11-350 также не только не защищает провод, а существенно увеличивает риск повреждения провода при вынужденных колебаниях провода в этом диапазоне частот (см. рис. 3).

В диапазоне частот, включающем собственную частоту $f_{8c} = 24,19$ Гц, величина изгибающего момента $M_{1c \text{ изг}}$ незначительно превышает величину изгибающего момента $M_{1б \text{ изг}}$, то есть при этой частоте гаситель также не защищает провод.

В области существования пары вторых собственных частот грузов гасителя вибрации ГПГ-1,6-11-350 этот гаситель вибрации защищает провод в сечении его выхода из поддерживающего зажима от усталостных повреждений, снижая величины максимального изгибающего момента $M_{1c \text{ изг}}$ по сравнению с величиной $M_{1б \text{ изг}}$ больше чем в 1,5 раза. В то же время в этой же зоне частот резко увеличиваются величины изгибающих моментов в сечениях провода на входе и выходе его из зажима гасителя вибрации $M_{2c \text{ изг}}$ и $M_{3c \text{ изг}}$, в несколько раз превышая значения изгибающего момента $M_{1б \text{ изг}}$ в сечении провода без гасителя на выходе его из поддерживающего зажима.

Суммируя результаты анализа влияния гасителя вибрации на расчетные максимальные изгибающие моменты $M_{1c \text{ изг}}$, $M_{2c \text{ изг}}$ и $M_{3c \text{ изг}}$ можно сказать, что гаситель ГПГ-1,6-11-350 защищает образец провода АС 120/19 лишь в нескольких небольших областях диапазона частот вынужденных колебаний, на которых проводу требуется защита, а именно – от 18 до 21 Гц, от 27 до 48 Гц, а верхняя граница частот при $f \geq 61$ Гц требует уточнения. Эти зоны частот на рис. 3 выделены зеленым цветом.

Оценивая результаты анализа расчетных данных по эффективности работы на образце провода АС 120/19 гасителей вибрации ГПГ-1,6-11-450, ГПГ-1,6-11-550 и ГПГ-1,6-11-350, можно сделать вывод о том, что каждый гаситель защищает провод лишь в отдельных частях диапазона частот, в котором проводу требуется защита от вибрации.

Гаситель ГПГ-1,6-11-450 защищает образец провода АС 120/19 длиной 15,28 м в диапазонах частот 13-17 Гц, 25-38 Гц и 46-58 Гц, то есть суммарный диапазон частот, в котором он осуществляет защиту провода, составляет 29 Гц из общего диапазона частот от 7,9 до 70 Гц или 46,7 % объема этого частотного диапазона.

Гаситель ГПГ-1,6-11-550 защищает этот образец провода АС 120/19 в диапазонах частот 12-16 Гц, 24-32 Гц и 38-51 Гц, то есть суммарный диапазон частот, в котором он осуществляет защиту провода, составляет 25 Гц из общего диапазона частот от 7,9 до 70 Гц или 40,3 % объема этого частотного диапазона.

Гаситель ГПГ-1,6-11-350 защищает образец провода АС 120/19 в диапазонах частот 18-21 Гц и 27-48 Гц, то есть суммарный диапазон частот, в котором он осуществляет защиту провода, составляет 24 Гц из общего диапазона частот от 7,9 до 70 Гц или 38,6 % объема этого частотного диапазона.

Таким образом, гаситель вибрации ГПГ-1,6-11-450 при защите образца провода АС 120/19 длиной 15,28 м имеет самый большой диапазон частот (46,7 % объема этого частотного диапазона), в котором он защищает провод от вибрации.

Гасители ГПГ-1,6-11-550 и ГПГ-1,6-11-350 имеют меньшие по объему и примерно равные между собой по объему частотные диапазоны (40,3 % и 38,6 % объема этого частотного диапазона), в которых они защищают провод от вибрации.

Аналогичные расчеты и последующий анализ эффективности работ на проводе или грозотроса любого ГВ с осесимметричными грузами могут быть выполнены по методике расчетов «SVT-гаситель вибрации на проводе» для любого провода и грозотроса любой длины.

ВЫВОДЫ

1. Анализ эффективности применения гасителя вибрации в качестве защиты от усталостных повреждений проволок повивов провода на выходе из поддерживающего зажима на частотах колебаний провода вблизи первых двух собственных частот гасителя вибрации может быть выполнен с помощью алгоритма и программ расчетов «SVT – гаситель вибрации на проводе».

2. Гаситель вибрации, установленный на провод для защиты его от вибрации, защищает провод не во всем частотном диапазоне, в котором проводу требуется защита от вибрации, а лишь в ряде узких диапазонов частот.

3. Гаситель вибрации, установленный на провод для защиты его от вибрации, не защищает его в областях частот, расположенных вблизи значений двух пар нижних собственных частот гасителя вибрации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила Устройства Электроустановок (ПУЭ), изд. 7-е. М.: НТЦ «ЭНАС», 2003.
2. Методические указания по типовой защите от вибрации и субколебаний проводов и грозозащитных тросов воздушных линий электропередачи напряжением 35-750 кВ. РД 34.20.189-90. М.: СПО ОРГРЭС, 1991.
3. Стандарт МЭК 61897:1998. Воздушные линии – Требования к гасителям эоловой вибрации Стокбриджа и их испытания.
4. Трофимов С.В. Оценка эффективности работы гасителя вибрации на проводе // Электрические станции. 2004. № 5.
5. Трофимов С.В. Собственные частоты и собственные формы поперечных колебаний одиночного провода с гасителем вибрации // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2005. № 6. С. 12-17
6. Трофимов С.В. Поперечные колебания одиночного провода с гасителем вибрации // Электричество. 2006. № 12.
7. Трофимов С.В. Анализ результатов расчетов и экспериментальной проверки параметров собственных форм колебаний провода АС 120/19 с гасителем вибрации ГПГ-1,6-11-450 // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2009. № 5.
8. Трофимов С.В. Параметры собственных форм колебаний провода АС 120/19 с гасителем вибрации ГПГ-1,6-11-450 // Электричество. 2010. № 3.

Трофимов Сергей Викторович – канд. техн. наук, старший научный сотрудник Центра электротехнического оборудования ОАО «НТЦ электроэнергетики», г. Москва (499) 6133722

ОПТИМИЗАЦИЯ СЕЧЕНИЯ ПРОВОДА В ПРОТЯЖЕННЫХ ЛИНИЯХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 0,4 кВ С РАСПРЕДЕЛЕННОЙ НАГРУЗКОЙ

Галимова А.А., канд. техн. наук

Рассмотрен алгоритм расчета сечения провода линии электропередачи с учетом допустимого отклонения напряжения на шинах нагрузки в линиях электропередачи 0,4 кВ, имеющих при большой протяженности небольшую нагрузку, распределенную по всей длине. Основным фактором, влияющим на падение напряжения в линии электропередачи, является сечение провода и ее длина. Известно, что чем больше сечение провода, тем меньше падение напряжения в нем, чем протяженней линия электропередачи, тем больше в ней потери напряжения. Однако увеличение сечения провода приводит к увеличению стоимости системы электроснабжения, при этом дороже становится не только провод, но и линейная арматура для его подвески. Поэтому необходимо выполнять оптимизацию сечения проводника для линии электропередачи.

Ключевые слова: системы электроснабжения; линии электропередачи 0,4 кВ; распределенная нагрузка; допустимое отклонение напряжения; оптимизация сечения проводов

Система электроснабжения – инженерные сооружения, оборудование, предназначенные для передачи электроэнергии от источника к потребителю. Основными компонентами системы являются линии электропередачи, трансформаторные подстанции, распределительные устройства. При проектировании систем электроснабжения одними из наиболее трудоемких являются работы по проектированию линий электропередачи среднего и низкого напряжения. Приходится решать целый комплекс задач, связанных с обработкой большого объема информации о плане трассы, полученной от изыскателей, с выбором опор для подвески провода, с расчетом и выбором типа и сечения провода линии электропередачи.

Марка провода, как правило, задается техническими условиями энергоснабжающей организации или выбирается проектировщиком. Для прокладки воздушной линии электропередачи сегодня успешно используется самонесущий изолированный провод (СИП). При выборе сечения провода рассчитывается величина рабочего тока нагрузки, выбирается сечение проводника и выполняется проверка по экономической плотности тока и допустимому отклонению напряжения на шинах нагрузки.

Допустимое падение напряжения на шинах нагрузки регламентируется стандартом качества электро-

Design algorithm for calculation of power transmission line wire section considering voltage allowable variation in load buses of long-distance 0.4 kV lines of reduced loading distributed on full length is described. The main factor that affects voltage drop in power transmission line is wire section and length. It is known that the more wire section the less voltage drop is in the wire and the longer power transmission line the more voltage drop is in it. However increase of wire section increases power-supply system cost and in this case not only the wire becomes more costly but also line hardware for its suspension does. That is why it is necessary to have wire section for power transmission line optimized.

Keywords: power-supply systems; 0,4 kV power transmission lines; distributed load; voltage allowable variation; wire section optimization

энергии и варьируется от 5 до 10 % от номинального напряжения. Основными факторами, влияющими на падение напряжения в линии электропередачи, являются сечение провода и ее длина. Известно, что чем больше сечение провода, тем меньше падение напряжения в нем, чем протяженней линия электропередачи, тем больше в ней потери напряжения. Однако увеличение сечения провода приводит к увеличению стоимости системы электроснабжения, при этом дороже становится не только провод, но и линейная арматура для его подвески. Экономический критерий системы электроснабжения сегодня является одним из важнейших показателей как при создании новых объектов, так и при реконструкции существующих. Поэтому необходимо выполнять оптимизацию сечения проводника для линии электропередачи.

Оптимизацию сечения провода по падению напряжения можно выполнять не для всех линий электропередач. Если нагрузка линии электропередачи расположена в конце линии, то есть ЛЭП соединяет какое-либо предприятие с энергоснабжающей сетью, в этом случае оптимизация сечения провода невозможна, так как все участки фидера имеют одинаковую нагрузку на протяжении всей линии.

Ниже рассматриваются линии электропередачи с распределенной нагрузкой. Структура таких цепей –

разветвленные разомкнутые (древовидные) сети. В таких линиях ток каждого участка фидера уменьшается по мере подключения отпаяк потребителя в каждом узле линии. Поэтому падение напряжения на отдельных участках фидера разное. Это позволяет корректировать сечение провода за счет выбора значений из дискретного ряда стандартных сечений, которое, как правило, больше чем расчетное значение. Следовательно, при пересчете падения напряжения на участке фидера для стандартного сечения образуется так называемый запас по допустимому падению напряжения на оставшихся участках фидера. Это позволяет выбрать на некоторых последующих участках провод меньшего сечения. Более подробно алгоритм оптимизации сечения провода изложен в [1]. Алгоритм применялся для оптимизации сечения проводов в автономных системах электроснабжения космических летательных аппаратов.

Допустимое падение напряжения в фидере определяется исходя из заданных значений

$$\Delta U = U_{\text{нн}} - U_{\text{н}}, \quad (1)$$

где $U_{\text{нн}}$ – напряжение на шинах в распределительном устройстве низкого напряжения трансформаторной подстанции, В;

$U_{\text{н}}$ – напряжение на зажимах нагрузки, наиболее удаленной от источника, В.

Удельное сопротивление фидера

$$\Delta U_i = \frac{\Delta U}{L_i}, \quad (2)$$

где L_i – длина i -того фидера, км.

Если некоторые участки входят в несколько фидеров, удельное сопротивление принимается наибольшим из всех расчетных значений.

Далее рассчитывается падение напряжения на j -том участке

$$\Delta U_j = U_j \cdot L_j, \quad (3)$$

где L_j – длина j -того участка, км.

Расчетное сечение провода определяется согласно [2]

$$S_{\text{ннрасч}} = \frac{\alpha \cdot M_j}{\Delta U_j}, \quad (4)$$

где α – поправочный коэффициент из [2];

M_j – момент нагрузки на j -том расчетном участке, кВт·км;

Из стандартного ряда сечений проводов выбираем значение равное или немного больше расчетного и пересчитываем падение напряжения при выбранном сечении:

$$\Delta U_{\text{расч}} = \frac{\alpha \cdot M_j}{S_{\text{нрсчj}}}, \quad (5)$$

На оставшейся части магистрали падение напряжение пересчитывается по (2), при этом длина фидера уменьшается на величину рассчитанного участка. Таким образом, выбирается сечение провода на каждом участке фидера.

Данный алгоритм применялся также при расчете и оптимизации сечения провода для линии наружного освещения автомобильной магистрали. Такая линия имеет, как правило, большую протяженность, что оказывает существенное влияние на падение напряжения в ней. Линия наружного освещения автомобильной дороги, принадлежит к категории общегородской магистрали протяженностью 6 км, имеет четыре магистральных участка протяженностью около 3 км каждый.

При решении поставленной задачи принимались некоторые упрощения, так как сечение провода рассчитывалось по длительно допустимому току и проверялось по экономической плотности тока. Далее производилась проверка по допустимому отклонению напряжения на шинах нагрузки. При расчете падения напряжения без оптимизации на протяжении всего фидера, сечение провода должно быть не менее 150 мм² при суммарной мощности нагрузки, не превышающей 50 кВт. При оптимизации сечения провода стало возможным уменьшить сечения на существенной части магистрали на одну ступень, то есть до 120 мм². Расчет падения напряжения в магистралях линии наружного освещения выполнялся для одной фазы, так как светильники освещения в таких линиях являются однофазными и распределяются равномерно по фазам на протяжении всей линии. Падение напряжения в пролете рассчитывается по формуле

$$\Delta U = \frac{\alpha \cdot M_j}{S_{\text{нрj}}}, \quad (6)$$

где α – коэффициент из [2];

M_j – момент нагрузки на j -том расчетном участке, кВт·км;

$S_{\text{нрj}}$ – сечение провода на j -том расчетном участке, мм².

Момент нагрузки на расчетном участке фидера определяется согласно [2]:

$$M_j = P_j \cdot L_j, \quad (7)$$

где P_j – мощность нагрузки в j -том узле, кВт;

L_j – длина i -того участка, км.

Допустимое падение напряжения в линиях освещения согласно [3, 4] – не более 5% на шинах наиболее удаленного светильника. Расчет выполнялся с помощью программы **Microsoft Office Excel**. Результаты расчета приведены в таблице. Протяженность магистрали № 1 – 3,055 км, магистрали № 2 – 3,064 км. В магистрали № 1 подключено 178 светильников ЖКУ-250 с натриевыми лампами ДНаТ мощностью 250 Вт каждая, в магистраль № 2 включено 146 аналогичных светильников. Нагрузка каждой фазы в магистралях 16,226 кВт и 13,4 кВт соответственно с учетом потерь в светильниках.

Даже при такой небольшой нагрузке расчетное сечение проводов в этих магистралях 150мм² и 120 мм² из-за большой протяженности. Расчет показал, что сечение провода уменьшилось на 40-60 % от общей длины магистрали. Поэтому оптимизация сечения проводов имеет существенное значение. Отклонение напряжения при выбранных сечениях на всей магистрали 4,24% и 4,25%, что не превышает допустимых

Расчет падения напряжения в магистралях									
№ узла	Длина между опорами одной фазы, км	Момент пролета, кВт · км	Падение напряжения на участке, %	Выбранное сечение, мм ²	№ узла	Длина между опорами одной фазы, км	Момент пролета, кВт	Падение напряжения на участке, %	Выбранное сечение, мм ²
Магистраль № 1					Магистраль № 2				
1	0,10	1,68	0,25	150	1	0,11	1,73	0,25	150
2	0,10	1,63	0,24	150	2	0,11	1,67	0,24	150
3	0,10	1,57	0,23	150	3	0,11	1,62	0,24	150
4	0,10	1,51	0,22	150	4	0,11	1,56	0,23	150
5	0,10	1,46	0,21	150	5	0,11	1,50	0,22	150
6	0,10	1,40	0,20	150	6	0,11	1,44	0,21	150
7	0,10	1,35	0,20	150	7	0,11	1,39	0,20	150
8	0,10	1,29	0,19	150	8	0,11	1,33	0,19	150
9	0,10	1,23	0,18	150	9	0,11	1,27	0,19	150
10	0,10	1,18	0,17	150	10	0,11	1,21	0,18	150
11	0,10	1,12	0,20	120	11	0,11	1,16	0,17	150
12	0,10	1,07	0,19	120	12	0,11	1,10	0,16	150
13	0,10	1,01	0,18	120	13	0,11	1,04	0,15	150
14	0,10	0,95	0,17	120	14	0,11	0,98	0,14	150
15	0,10	0,90	0,16	120	15	0,11	0,92	0,13	150
16	0,10	0,84	0,15	120	16	0,11	0,87	0,16	120
17	0,10	0,79	0,14	120	17	0,11	0,81	0,15	120
18	0,10	0,73	0,13	120	18	0,11	0,75	0,14	120
19	0,10	0,67	0,12	120	19	0,11	0,69	0,13	120
20	0,10	0,62	0,11	120	20	0,11	0,64	0,12	120
21	0,10	0,56	0,10	120	21	0,11	0,58	0,11	120
22	0,10	0,50	0,09	120	22	0,11	0,52	0,09	120
23	0,10	0,45	0,08	120	23	0,11	0,46	0,08	120
24	0,10	0,39	0,07	120	24	0,11	0,40	0,07	120
25	0,10	0,34	0,06	120	25	0,11	0,35	0,06	120
26	0,10	0,28	0,05	120	26	0,11	0,29	0,05	120
27	0,10	0,22	0,04	120	27	0,11	0,23	0,04	120
28	0,10	0,17	0,03	120	28	0,11	0,17	0,03	120
29	0,10	0,11	0,02	120	29	0,11	0,12	0,02	120
30	0,10	0,06	0,01	120	30	0,11	0,06	0,01	120
Падение напряжения 4,24 %					Падение напряжения 4,25 %				

значений. Кроме того, уменьшение сечения провода на одну ступень позволяет снизить стоимость затрат на линейную арматуру для подвески проводов и светильников, так как стоимость линейной арматуры существенно зависит от сечения применяемого провода.

Соединения проводов различного сечения в магистрали выполняется в зависимости от марки выбранного провода. Для неизолированных проводов соединение выполняется с помощью обычных алюминиевых зажимов. Для самонесущих изолированных проводов, которые на сегодняшний день являются наиболее применяемыми, соединение выполняется с помощью матчевых рубильников, устанавливаемых на опорах линии электропередачи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Галимова А.А. Определение структуры и параметров автономных комбинированных систем электроснабжения космических летательных аппаратов на этапе аванпроектирования: дис. на соиск. уч. ст. канд. техн. наук. Самара, 1998. 165 с.
2. Карпов Ф.Ф., Козлов В.Н. Справочник по расчету проводов и кабелей. Изд. 2-е. М.: «Энергия», 1964.
3. СНиП 23-05-93 «Естественное и искусственное освещение».
4. СН-541-82 «Инструкции по проектированию городов, поселков и сельских населенных пунктов».
5. Электротехнический справочник. Т.1. / Под общ. ред. П.Г. Грудинского и др. Изд. 5-е, испр. М.: «Энергия», 1974.

Галимова Акиля Анверовна – канд. техн. наук, доцент кафедры «Теоретическая и общая электротехника» Самарского Государственного технического университета (СамГТУ)
8 927 7434546 akilya@mail.ru

НЕИЗБЕЖНЫ ЛИ ТЕХНОГЕННЫЕ АВАРИИ?

К ТЕХНИКО-ФИЗИЧЕСКОМУ АНАЛИЗУ АВАРИИ

НА САЯНО-ШУШЕНСКОЙ ГЭС

Каганов В.И., докт. техн. наук

Рассмотрены три возможные причины технико-физического характера аварии на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 г.: отказ одной из систем автоматического управления гидрогенератором № 2, гидравлический удар; недопустимо большая вибрация отдельных частей гидрогенератора. Все три причины проанализированы в историческом аспекте: они сопоставлены с аналогичными или близкими к ним примерами из истории техники. Анализ происшедшей аварии основывается на сведениях, приведенных в «Акте технического расследования причин аварии на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 г.», согласно которому разрушение гидроагрегата № 2 произошло вследствие многократного воздействия нагрузок переменного характера на узлы крепления гидроагрегата, связанных с переходами через не рекомендованную зону работы генератора.

Сделан вывод о том, что при высоком уровне профессионализма и опыта инженерно-технических сотрудников подобные аварии не являются неизбежными и при современном уровне непрерывного технического контроля за работой сложных систем и устройств их можно предотвращать.

Ключевые слова: гидроэлектростанции; гидрогенераторы; вибрация; регулирование; гидравлический удар; аварии

Постановка задачи. Чтобы ответить на казалось бы риторический вопрос, вынесенный в заглавие статьи, и вникнуть в технико-физическую сторону страшной аварии на Саяно-Шушенской ГЭС (далее сокращенно СШГ) (рис. 1), происшедшей 17 августа 2009 г. и унесшей 75 человеческих жизней, обратимся к истории техники. Развитие последней, как известно, сопровождалось не только великими достижениями, но и крупными провалами в виде техногенных аварий, порой весьма крупного масштаба. Зададимся вопросом: является ли авария на СШГ каким-то совершенно новым явлением, с которым ученым и инженерам не приходилось раньше сталкиваться, или это, как это ни прискорбно сознавать, повторение печального прошлого. И только плохое знание этого прошлого явилось одной из причин такой крупной техногенной катастрофы.

В основу анализа положим «Акт технического расследования причин аварии на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009г.» (далее «Акт»), опубликованный в Интернет 3 октября 2010 г [1]. Сопоставим возможные

Three possible causes of tehniko-physical character of accident on Sajano-Shushenskaya hydroelectric power station are considered on August, 17th 2009: refusal of one of systems of automatic control of the hydrogenerator № 2, hydraulic blow; it is inadmissible the big vibration of separate parts of the hydrogenerator. All three reasons are analysed in historical aspect: they are compared with examples similar or close to them from technics history. The analysis failures is based on the data resulted in «The Certificate of technical investigation of causes of accident on Sajano-Shushenskaya of hydroelectric power station on August, 17th 2009», according to which destruction of the hydrounit № 2 has occurred owing to repeated influence of loadings of variable character on knots of fastening of the hydrounit, connected with transitions through not recommended zone of work of the generator.

The conclusion that at high level of professionalism and experience of technical employees similar failures aren't inevitable is drawn and at modern level of continuous technical control over work of difficult systems and devices they can be prevented.

Keywords: hydroelectric power stations; hydrogenerators; vibration; regulation; hydraulic blow; failure

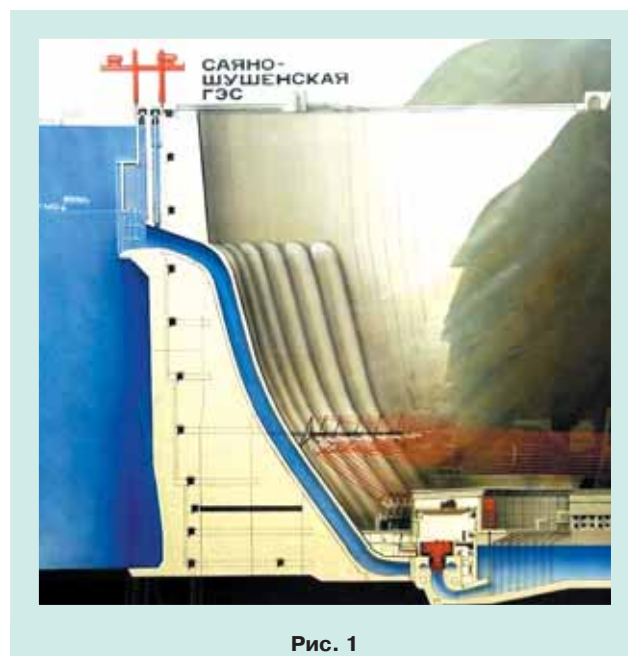


Рис. 1

технические причины аварии на СШГ с аналогичными или близкими к ним примерами из истории техники.

Причин аварии организационного характера, изложенных в «Акте» и ряде публикаций, например, в [2], касаться не будем. Заметим, однако, что, по нашему мнению, реформа в электроэнергетике, связанная с демонтажем единой энергетической системы России и заменой ее множеством компаний с размытыми связями, явилась в системном плане главной причиной происшедшей трагедии.

Первая возможная техническая причина – отказ одной из систем автоматического управления работой гидроагрегата.

Остановимся сначала на работе системы, связанной со стабилизацией частоты F генерируемого напряжения. Ротор электрогенератора для генерации напряжения частотой 50 Гц должен вращаться с постоянной скоростью (в гидрогенераторах СШГ эта угловая скорость составляет $n=142,857$ об/мин), поскольку частота гидрогенератора $F = n\omega/60$, где n – число пар полюсов. Для стабилизации с высокой точностью данной скорости используется система автоматического регулирования, управляющая положением специальных лопаток, определяющих напор воды, вращающей турбину гидрогенератора [3]. Увеличивается по той или иной причине скорость вращения ротора-лопатки с помощью сервомоторов прикрываются, напор воды уменьшается и скорость стабилизируется. В противном случае, т.е. при снижении скорости вращения ротора, имеет место обратная картина, связанная с раскрытием лопаток, что увеличивает скорость вращения ротора, возвращая ее к прежнему значению. Укрупненная структурная схема такой системы автоматического регулирования с отрицательной обратной связью приведена на рис. 2. В этой схеме измерение частоты осуществляется с помощью специального генератора, размещаемого на валу гидрогенератора и дающего электрический импульс, поступающий в блок управления, при отклонении частоты от 50 Гц [3].

Обратившись к истории техники, рассмотрим в этой связи первую подобную систему автоматического регулирования с устройством, изобретенным Уаттом [4]. При эксплуатации первых паровых машин, созданных в конце XVIII века, выявилась такая особенность их работы, как изменение скорости вращения вала

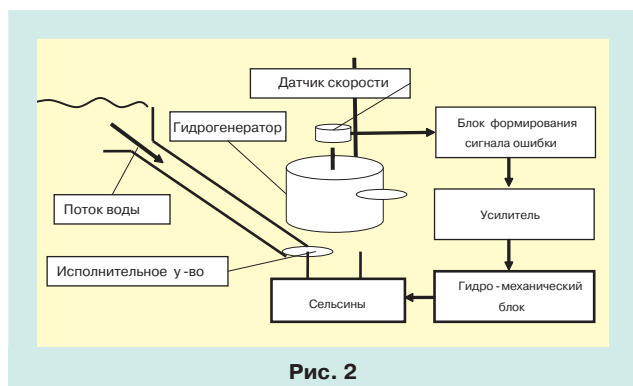


Рис. 2

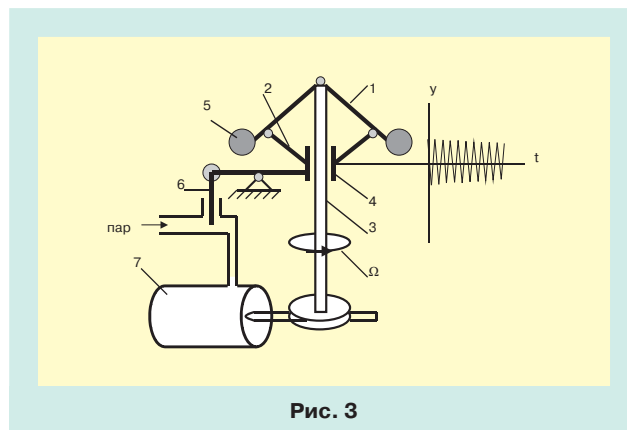


Рис. 3

при увеличении или уменьшении нагрузки со стороны обслуживаемых машиной станков, насосов и других агрегатов. При уменьшении нагрузочного момента скорость вала паровой машины резко возрастала, что приводило к неприятным последствиям – вплоть до поломок. Необходимо было стабилизировать процесс работы паровой машины и добиться постоянства скорости вращения вала при любом нагрузочном моменте. Этой цели послужил центробежный регулятор (рис. 3), изобретенный выдающимся английским инженером Д.Уаттом в конце XVIII века [4].

Согласно рис. 3 регулятор Уатта имел две пары вращающихся коромысел (1 и 2), первая из которых была соединена с осью вала станка (3), а вторая – с муфтой (4), вертикально передвигающейся вдоль той же оси. На концах коромысел были насажены тяжелые чугунные шары (5). При увеличении угловой скорости вращения вала шары под действием центробежной силы расходились и поднимали муфту, которая с помощью рычага прикрывала заслонку (6), впускающую пар в цилиндр машины (7), в результате чего скорость вращения вала переставала возрастать. При уменьшении угловой скорости вращения вала происходил противоположный процесс: центробежная сила уменьшалась, шары сближались и муфта опускалась, приоткрывая заслонку. В результате количество пара, поступающего в цилиндр, увеличивалось, и скорость вала машины переставала уменьшаться. Таким образом, в обоих случаях, как при увеличении, так и уменьшении нагрузки, обеспечивались условия, стабилизирующие угловую скорость вращения вала. В этом и заключалась сущность процесса саморегулирования и стабилизации в связке: паровая машина – регулятор – нагрузка.

По существу подобный принцип стабилизации скорости вращения вала, что необходимо для поддержания частоты генерируемого напряжения, используется и в современных генераторах на гидроэлектростанциях. Изменились только компоненты устройства, но принцип действия остался прежним: всякое отклонение частоты генератора от нормы вызывает такое противодействие, которое с помощью регулятора возвращает этот параметр к требуемому значению. Но вернемся к регулятору Уатта, который на первых порах проектировали, так сказать, по наи-

тию, руководствуясь только опытом, поскольку теория работы системы: машина – регулятор – нагрузка отсутствовала. Иногда результат был негативным: в связке машина – регулятор наблюдалось явление самораскачивания, состоящее в колебаниях муфты и заслонки, а следовательно, и угловой скорости вращения вала станка с определенной частотой. Ответить на вопрос, почему в одних случаях регулятор Уатта работает нормально, устойчиво, а в других переходит в колебательное движение, т.е. неустойчиво, настоятельно требовала новая отрасль – машиностроение, развивающееся ускоренными темпами.

Решение данной проблемы было найдено профессором Петербургского технологического института И.А. Вышнеградским, опубликовавшим в 1876 г. сначала в Петербурге, а затем и в Трудах Парижской Академии Наук статью «О регуляторах прямого действия», заложившей начала новой науки – теории автоматического регулирования [4]. Основываясь на данной работе, разберемся в колебательных процессах, свойственных подобным динамическим системам. В рамках линейной модели система в целом с регулятором Уатта или иного подобного типа описывается следующим дифференциальным уравнением по вертикальному перемещению муфты вдоль вращающегося вала [4]

$$\frac{d^3y}{dt^3} + q \frac{d^2y}{dt^2} + 2\alpha \frac{dy}{dt} + \omega_p^2 y - E = 0, \quad (1)$$

где α – коэффициент, определяющий затухание в системе;

$\omega_p = \sqrt{AB/\Omega_0 J}$ – резонансная частота;

$E = A \Delta M / \Omega_0 J$ – обобщенный параметр системы;

J – момент инерции машины;

ΔM – приращение момента, обусловленное изменением нагрузки;

Ω_0 – номинальная угловая скорость вращения вала паровой машины;

q, k, A, B – постоянные коэффициенты.

Решение линейного дифференциального уравнения 3-го порядка (1):

$$y(t) = C_1 \exp(p_1 t) + C_2 \exp(p_2 t) + C_3 \exp(p_3 t), \quad (2)$$

где постоянные C_1, C_2, C_3 определяются начальными условиями, p_1, p_2, p_3 – корни характеристического уравнения

$$p^3 + qp^2 + 2\alpha p + \omega_p^2 = 0. \quad (3)$$

Для устойчивости системы, описываемой дифференциальным уравнением 3-й степени (1), необходимо иметь положительные значения всех коэффициентов в уравнении (3) и соблюдение неравенства

$$R = 2\alpha q - \omega_p^2 > 0. \quad (4)$$

В устойчивой системе колебания, вызванные любым внешним воздействием, со временем затухают (рис. 4,а); в неустойчивой, напротив, – возрастают (рис. 4,б). Таким образом, в целом в системе возможно два режима работы: устойчивого динамического равновесия и автоколебательного. Второй режим является аварийным, поскольку он сопровождается неограниченным возрастанием регулируемого параметра

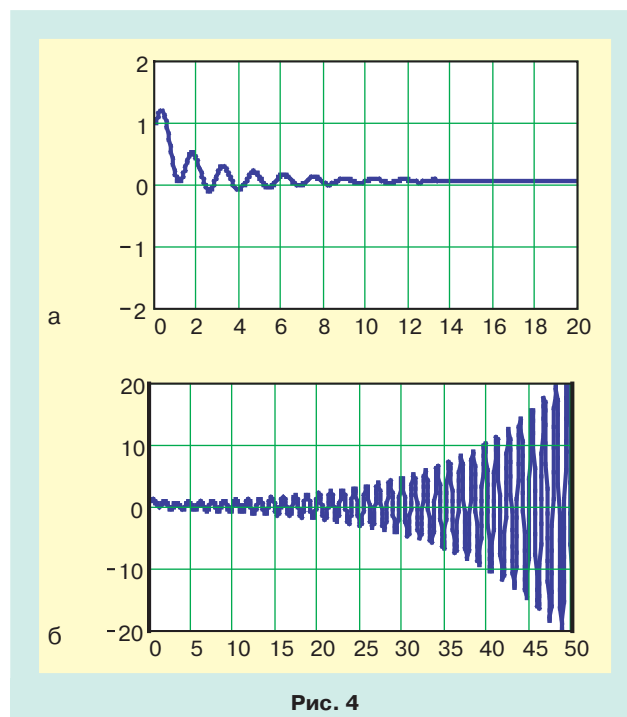


Рис. 4

тра – в рассматриваемом случае скорости вращения ротора, заканчивающимся во многих случаях разрушением системы.

В нарушении условия устойчивости (4) и коренилась причина самораскачивания, состоящая в колебаниях муфты и заслонки регулятора Уатта (рис.3). Следовательно, как установил И.А. Вышнеградский, при проектировании центробежного регулятора необходимо обязательное выполнение условия (4), обеспечивающего устойчивость его работы. Только в этом случае система автоматического регулирования, поддерживающая постоянство скорости вращения вала при изменении нагрузки, будет нормально функционировать.

Вот так теория помогла усовершенствовать одно из важнейших изобретений в машиностроении. В дальнейшем теория устойчивости работы динамических систем получила свое развитие. В настоящее время в рамках данной теории исследуются сложные современные системы автоматического регулирования, в том числе применяемые и для стабилизации скорости вращения ротора гидрогенератора.

Обратившись к гидрогенератору, можно прийти к такому заключению: если система автоматической стабилизации скорости вращения вала была спроектирована без должного запаса по устойчивости или в системе вышел из строя какой-либо из ее элементов, например, датчик скорости (см. рис. 3), то возможно бесконтрольное раскручивание ротора генератора. На первых порах эта причина аварии принималась во внимание. Однако дальнейшее расследование сняло ее с повестки дня и претензии к системе автоматического регулирования скорости вращения ротора были сняты. (Во всяком случае, в «Акте» данная причина, как давшая толчок аварии, не рассматривается).

Помимо рассмотренной системы автоматической стабилизации скорости вращения вала в гидрогене-

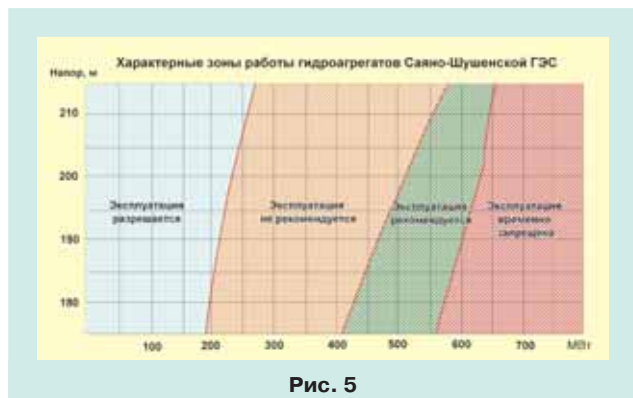


Рис. 5

раторах СШГ использовались также несколько систем автоматической защиты и групповой регулятор активной и реактивной мощности (ГРАРМ). Под действием последней системы осуществлялось автоматическое регулирование мощности гидрогенератора при изменении нагрузки. При этом следует отметить следующие особенности работы гидрогенератора при регулировании отдаваемой им мощности, отображаемые с помощью диаграммы, приведенной на рис. 5 [1]. Согласно этой диаграмме гидрогенератор имеет две зоны, разрешенные для эксплуатации (1 и 3), одну запрещенную (4) и одну не рекомендуемую к эксплуатации (2). Из данной диаграммы следует, что при плавном увеличении или уменьшении отдаваемой мощности гидрогенератор неизбежно проходит через не рекомендуемую к эксплуатации зону 2. Так, при напоре $H=212$ м зона 2 простирается в пределах от 265 до 570 МВт.

Кроме системы автоматического регулирования мощности (ГРАРМ) гидрогенераторы СШГ находились также под управлением системы автоматического регулирования более высокого уровня - АРЧМ, осуществляющей автоматическое регулирование по частоте и перетокам мощности энергосистемы «Сибирь», объединяющей большую группу электростанций. Согласно «Акту» [1] во время аварии под управлением системы ГРАРМ, находящейся в свою очередь под управлением АРЧМ, находилось шесть гидрогенераторов, а под индивидуальным управлением персонала гидроэлектростанции – три.

Насколько две системы автоматического управления более низкого уровня (ГРАРМ) и более высокого (АРЧМ) «удачно» взаимодействовали между собой – предмет особого рассмотрения.

Следует вместе с тем отметить, что во время аварии практически все системы автоматического регулирования и защиты, к сожалению, не сработали, поскольку все они, питающиеся от общей сети, вышедшей из строя, были обесточены, а резервная сеть, включающая бесперебойные блоки питания, на СШГ отсутствовала.

Подведем промежуточный итог. Устойчивая и надежная работа систем автоматического регулирования на СШГ, по всей видимости, была обеспечена, во всяком случае, до тех пор пока сеть не оказалась обесточенной.

Вторая возможная техническая причина – гидравлический удар, характеризуемый резким, в десятки раз, повышением давления в трубопроводе при быстром перекрытии текущего в нем потока жидкости. В результате возможно разрушение различного оборудования, в том числе и самого трубопровода.

Вновь обратимся к истории. При запуске в эксплуатацию водопроводной сети в Москве в конце XVIII века столкнулись с таким негативным явлением, как разрыв труб при резком закрытии крана. Тогдашний глава «Мосводопровода» в 1897 г. обратился за помощью к Н.Г. Жуковскому. Последний, в течение двух лет проводя обширные экспериментальные исследования, установил, что причиной разрыва труб является гидравлический удар. Опубликованная в 1899 г. Н.Г.Жуковским работа «О гидравлическом ударе в водопроводных трубах» [5], немедленно переведенная на несколько европейских языков, дала и теоретическое объяснение гидравлического удара при протекании жидкости в трубах, и практические меры борьбы с таким явлением в водопроводных сетях. Теория Н.Г. Жуковского в полной мере относится и к гидроэлектростанциям, турбины в которых вращаются под напором протекающих с высокой скоростью потоков воды в громадных трубах. Расчеты по формуле Жуковского показывают, что давление в системе в рассматриваемом нами случае при резком торможении потока воды, падающей с высоты более 210 м и вращающей турбину, могло возрасти до 40 и более атмосфер, что и могло явиться причиной аварии.

Однако тщательный анализ всех сторон аварии на СШГ показал, что никакого резкого перекрытия водотока, что могло привести к гидравлическому удару, зафиксировано не было. Следовательно, и вторую возможную причину аварии на СШГ следует отбросить. Нет о ней и упоминания в «Акте» [1].

Третья возможная техническая причина – недопустимо большая вибрация отдельных частей крепления гидрогенератора.

Здесь следует заметить, что узлы и детали практически всех машин и агрегатов с двигателями любого типа под воздействием переменных аэродинамических, электромагнитных и механических сил испытывают вибрации, т.е. механические колебания с определенной амплитудой. Причем, чем больше мощность двигателя, тем больше амплитуда этих вибраций. Сказанное относится к самолетам и ракетам, быстроходным морским судам и к турбинным установкам бурения, локомотивам и автомобилям и т.д. Следствием вибрации являются изгибные, крутильные и иные резонансные колебания со значительной амплитудой, которые в некоторых случаях могут разрушить всю конструкцию. Турбина гидрогенератора, вращающаяся с большой скоростью, является источником таких вибраций. Но прежде, чем рассмотреть возможную причину аварии на СШГ, связанную с вибрацией, вновь обратимся к истории и рассмотрим, как боролись с вибрацией, испытываемой самолетом.

Описываемое ниже событие, произошедшее в тридцатых годах прошлого века, изложено в статье

акад. М.В. Келдыша «Вибрации на самолете» [6]. Кратко перескажем это событие своими словами. При заводских испытаниях серийных истребителей на некоторых самолетах при скорости 590-630 км/ч происходила сильная вибрация, которая, однако, прекращалась при снижении скорости. Поскольку один из испытываемых самолетов по причине такой вибрации потерпел аварию, то было принято решение провести специальное расследование, заключавшееся в следующем. Необходимо было в полете вызвать вибрацию самолета, после чего внимательно изучить ее последствия, приводящие к разрушению конструкции. В соответствии с выработанным планом летчик во время полета ввел истребитель в пикирование. При скорости 620 км/ч возникли сильные вибрации, которые прекратились по выходе из пикирования и снижении скорости. Однако, поскольку управление самолетом и после прекращения вибраций резко ухудшилось, то летчик пошел на посадку, осуществив ее с большим трудом. При обследовании самолета в ангаре в нем были обнаружены серьезные поломки: разорван фюзеляж возле люка вблизи оперения, на обшивке в нескольких местах появились трещины, разрушены стрингеры и лонжероны. Характер поломок указывал на разрушение фюзеляжа от кручения. Анализ обстоятельств аварии с последующими летными испытаниями показал, что причиной едва не происшедшей катастрофы были изгибные и крутильные колебания хвостового вертикального оперения. Колебания руля направления вызывали колебания фюзеляжа и скручивали его. Частота вибраций происходила с частотой 780 колебаний в минуту. Гибель самолета при таких вибрациях могла произойти в считанные секунды.

Описанное явление, наблюдавшееся и на других типах самолетов в разных странах, получило название флаттер (на английском языке – flutter), означающее в переводе на русский язык – трепетание. Итак, флаттер есть вибрационные колебания с относительно большой амплитудой крыла, хвостового оперения или других частей самолета, опасные для его конструкции и даже разрушающие ее. Причиной возникновения флаттера являются повышенные аэродинамические нагрузки, испытываемые самолетом при близости собственной частоты той или иной части конструкции к частоте внешнего воздействия.

М.В. Келдышем (в будущем академиком и президентом АН СССР) и его сотрудниками была разработана теория флаттера, включавшая изучение сложных изгибно-крутильных колебаний частей самолета под действием аэродинамических и других сил, что позволило выработать рекомендации, сводящие на нет гибельные для самолета вибрации. Одна группа рекомендаций сводилась к правильной балансировке органов управления самолета – рулей и элеронов. Так, например, для сведения к минимуму колебаний в описанном выше случае возникновения флаттера было предложено простое решение, связанное с размещением сверху руля самолета дополнительного балансирующего груза (рис. 6). Сущность подобных

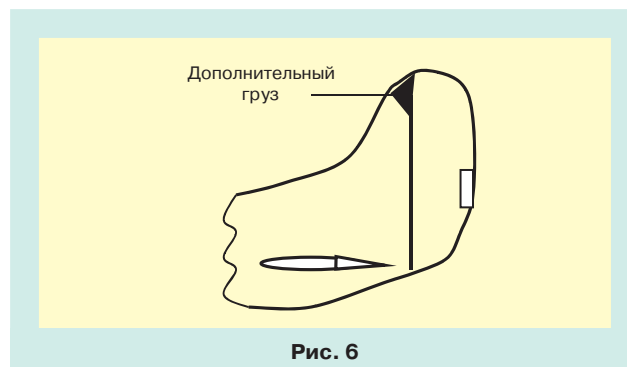


Рис. 6

предложений состояла в смещении собственной, резонансной частоты той или иной части конструкции самолета по отношению к частоте колебаний, вызываемых аэродинамическими силами.

Вторая группа предложений по ликвидации причины возникновения флаттера заключалась во внесении в колебательный процесс дополнительного затухания, которое переводило бы периодические колебания в быстро затухающие или даже аperiodические. Такое гашение колебаний осуществлялось, в частности, с помощью гидравлического демпфера.

Свободные колебания конструкции в вертикальном направлении во время вибрации описываются следующим дифференциальным уравнением

$$\frac{d^2y}{dt^2} + 2\alpha \frac{dy}{dt} + \omega_0^2 y = 0, \tag{5}$$

решение которого

$$y(t) = A \exp(-\alpha t) \cos(\omega t + \varphi_0), \tag{6}$$

где A – амплитуда колебаний, ω – частота колебаний, близкая к резонансной частоте ω_p , α – коэффициент затухания.

График функции (6) – гармонических колебаний с убывающей амплитудой – приведен на рис.7,а.

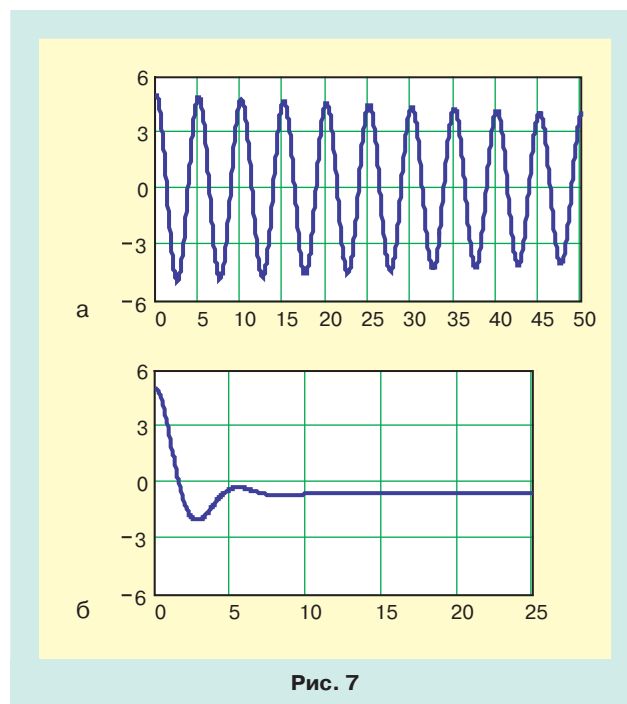


Рис. 7

При внесении дополнительного затухания эти колебания гасятся и принимают вид, показанный на рис.7,б. Таким образом, конструкция больше не испытывает вибраций, вызываемых двигателем самолета в определенном диапазоне скоростей.

В заключение отметим, что теория флаттера помогла конструкторам проектировать самолеты, устраняя губительные для конструкции изгибно-крутильные вибрационные колебания под действием аэродинамических сил.

После такого экскурса в историю 80-летней давности возвратимся к аварии на СШГ. В справочном пособии по гидротехническому и вспомогательному оборудованию гидроэлектростанций [7] в разделе «Допустимые вибрации и шум» (стр. 205) сказано: «При работе гидрогенераторов имеют место вибрации различных узлов и их элементов, обусловленные воздействием переменных аэродинамических, электромагнитных и механических нагрузок. Допустимая вибрация (удвоение амплитуды колебаний) в горизонтальной плоскости крестовины гидрогенератора со встроенным в нее направляющим подшипником при вертикальном исполнении гидрогенератора или вибрация подшипников при горизонтальном исполнении во всех режимах работы при номинальной частоте вращения имеют следующие значения:

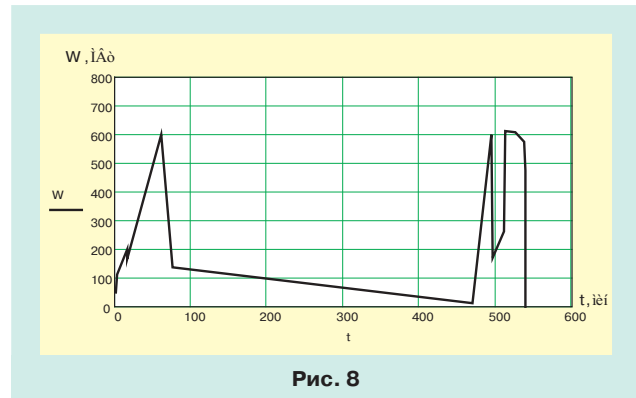
Номинальная частота вращения (n), об/мин	Допустимая вибрация
$n < 187,5$	не более 0,15 мм
$187,5 < n < 375$	не более 0,10 мм
$375,0 < n < 750$	не более 0,07 мм

В вертикальном направлении гидрогенератор также должен выдерживать вибрацию турбины не более указанных выше величин».

Гидротурбина СШГ имела узкий регулировочный диапазон при напорах выше расчетных в зоне высоких КПД. При выходе из регулировочного диапазона гидроагрегат оказывался в не рекомендованной для эксплуатации зоне 2 согласно диаграмме рис. 5. Чем же вызвана была опасность нахождения гидроагрегата в зоне 2? А тем, что работа в данной зоне сопровождалась переходными гидродинамическими процессами, пульсациями давления в проточном тракте и повышенной вибрацией гидроагрегата.

Вместе с тем происходило неоднократное изменение мощности СШГ в автоматическом режиме под воздействием регулятора ГРАПМ в соответствии с командами, поступавшими с центрального диспетчерского пункта объединенной энергосистемы «Сибирь» в рамках автоматической системы регулирования режима энергосистемы по частоте и перетокам мощности (система АРЧМ). Так, в день до аварии мощность Саяно-Шушенской электростанции, а соответственно и гидрогенераторов, изменялась 12 раз.

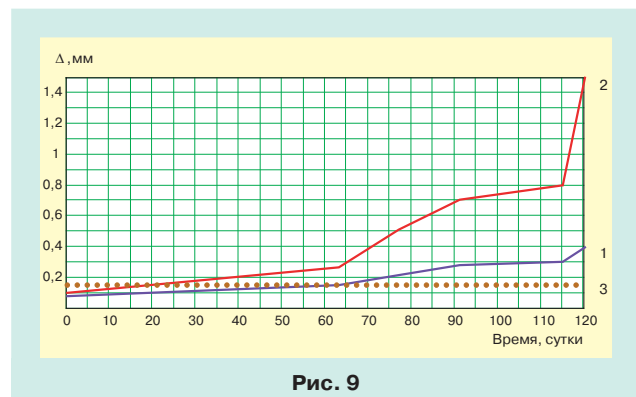
График изменения мощности гидроагрегата № 2 за 9 часов до аварии показан на рис.8, на котором по оси абсцисс отложено время в минутах (начало отсчета соответствует 23 ч.15 мин. 16.08.2009, окончание – 8 ч.13 мин.25 с. 17.08.2009), по оси ординат –



мощность гидрогенератора в МВт. (График построен по данным, приведенным в [1]). Сопоставив данный график с диаграммой зон работы гидроагрегата СШ ГЭС (см. рис. 5), увидим, что гидроагрегат № 2 СШ ГЭС за 9 часов до разрушения 6 раз оказывался в опасной зоне 2 действия повышенных вибраций. В общей сложности с момента выхода из ремонта гидроагрегат № 2 находился в опасной зоне 2 (см. рис.5), характеризуемой повышенными вибрациями, 210 раз, отработав в общей сложности в этой зоне 2520 секунд [1].

При этом день ото дня, от часа к часу амплитуда вибраций возрастала. Это наглядно видно из графиков, отображающих изменение радиальных вибраций подшипника турбины № 2 с 21.04.2009 до 17.08.2009, приведенного на рис. 9 [1], где кривая 1 отображает среднее значение вибрации, кривая 2 – ее максимальные значения, кривая 3 – допустимое значение. На рис. 9 по оси абсцисс отложено время в сутках (начало отсчета соответствует 21.04.2009), по оси ординат – вибрация Δ в мм. Из графиков следует, что за данный период относительный рост вибрации турбинного подшипника гидроагрегата № 2 увеличился в 4 раза, а максимальный размах - в 15 раз. Действия вибраций на гидроагрегат носили накапливаемый, интегральный характер – они все более и более разрушали различные элементы крепления всей конструкции.

Вот что по этому поводу говорится в «Акте» [1]: «Вследствие многократного возникновения дополнительных нагрузок переменного характера на гидроагрегат, связанных с переходами через не рекомендованную зону, образовались и развились усталостные повреждения узлов крепления гидроагрегата, в том



числе крышки турбины. Вызванные динамическими нагрузками разрушения шпилек привели к срыву крышки турбины и разгерметизации водоподводящего тракта гидроагрегата».

В результате разрушения гидроагрегата № 2 громадный поток воды хлынул в машинный зал, унеся жизни 75 человек и выведя из строя практически все агрегаты и иное оборудование гидроэлектростанции.

Итак, согласно «Акту», вывод комиссии, расследовавшей аварию на Саяно-Шушенской ГЭС, однозначен: вибрации, разрушившие крепление гидроагрегата № 2, явились технической причиной катастрофы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Рассмотренные три возможные причины технико-физического характера аварии на Саяно-Шушенской ГЭС 17 августа 2009 г. имеют «богатую» историю.

Первая из них, связанная с неустойчивой работой системы автоматического регулирования, была проанализирована проф. И.А. Вышнеградским 135 лет тому назад.

Вторая возможная причина – гидравлический удар – была подвергнута исследованию проф. Н.Г. Жуковским 110 лет тому назад.

Третья причина, связанная с недопустимо большими вибрациями конструкции под действием аэродинамических сил, нашла подробное отражение в трудах акад. М.В. Келдыша применительно к авиации 80 лет тому назад.

По всем трем причинам в трудах многих ученых вскрыт не только физический механизм возникновения и протекания указанных аварий, но и найдены действенные меры «противоядия» по их недопущению.

2. Как обоснованно показано в «Акте» комиссии, расследовавшей аварию [1], именно третья из названных причин (радиальные вибрации подшипника турбины №2) в силу многократного воздействия нагрузок переменного характера на узлы крепления, вызванных переходами через не рекомендованную зону работы гидрогенератора, привела к разрушению последнего и последовавшей затем катастрофе.

3. Современные устройства диагностики и автоматического управления с автономными источниками питания позволяют в режиме реального времени отслеживать работу сложных динамических устройств и систем и немедленно принимать меры по локализации их работы при возникновении не только аварийных, но, что еще более важно, предаварийных ситуаций.

Так что техногенные аварии, подобные происшедшей 17 августа 2009 г., не являются чем-то фатально неизбежным, а при высоком профессионализме и опыте инженерно-технических работников их можно предотвращать.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Акт технического расследования причин аварии на Саяно-Шушенской ГЭС
2. Григорьев А.В. Осталась ли Едина и стала ли надежней Единая электроэнергетическая система России // ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность. 2010. № 4. С.2-7.
3. Гидротехнические установки. Под ред. Щавелева Д.С. М.: Энергоиздат, 1981
4. Максвелл Д.К., Вышнеградский И.А., Стодола А. Теория автоматического регулирования. М.: Изд-во АН СССР, 1949.
5. Жуковский Н.Г. О гидравлическом ударе в водопроводных трубах. М.: Наука, 1949.
6. Келдыш М.В. Избранные труды. Т.2. Механика. М.: Наука, 1985.
7. Гидротехническое и вспомогательное оборудование гидроэлектростанций. Справочное пособие под ред. Васильева Ю.С., Щавелева Д.С. М.: Энергоатомиздат, 1988.

Каганов Вильям Ильич – докт. техн. наук, профессор кафедры радиопередающих устройств Московского государственного института радиотехники, электроники и автоматики – технического университета (МИРЭА).

Kaganovwil@mail.ru, Kaganovwil@gmail.com

ИНФОРМАЦИЯ ДЛЯ РЕКЛАМОДАТЕЛЕЙ

РАСЦЕНКИ на размещение рекламы в журнале

ЭЛЕКТРО

ЭЛЕКТРОТЕХНИКА • ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

Тарифы на размещение рекламы указаны в рублях
Вся реклама полноцветная (печатается в 4 краски)

Обложка 2-я	полоса	19000
Обложка 3-я	полоса	17000
Основная часть блока (формат А4)		
Разворот (2 полосы)		25000
1/1 полосы		14000
3/4 полосы		11000
1/2 полосы		9000
1/4 полосы		6000
1/8 полосы		3000
1/16 полосы		1500
строчная информация		300

Предложения по размещению рекламы на страницах журнала направлять по адресу:
107023, Москва,
Электрозаводская ул. 21, «Электрозавод»,
Редакция журнала ЭЛЕКТРО
Справки по телефонам:
(499) 152-56-55, (495) 777-82-01

Перечень международных, всероссийских и региональных научных и научно-технических конгрессов, съездов, форумов, конференций, симпозиумов, совещаний, выставок в области энергетики и электротехники в 2011 году (май-сентябрь)

Конференция по ветровой энергетике и ее воздействию на живую природу

Conference on Wind Energy and Wildlife Impacts (CWW - 2011)
2 - 5 мая 2011 Норвегия, Тронхейм
Norwegian Institute for Nature Research (NINA)
<http://www.cww2011.nina.no/Programme.aspx>
e-mail: cww2011@nina.no

4 Международная конференция и выставка по биомассе

4 International Biomass Conference and Expo
2 - 5 мая 2011 США, Сент-Луис Миссури
BBI International
<http://www.biomassconference.com>
e-mail: service@bbiinternational.com

Международный конгресс по достижениям в области строительства и эксплуатации АЭС

International Congress on Advances in Nuclear Power Plants (ICAPP - 2011)
2 - 5 мая 2011 Франция, Ницца
French Nuclear Energy Society (SFEN)
International Atomic Energy Agency (IAEA)
https://www.sfen.fr/index.php/plain_site/icapp_11
Delaplace Sylvie; Tel: +33 (0)1.53.58.32.16
e-mail: icapp2011@sfen.fr Fax: +33 (0)1.53.58.32.11

Индийская конференция по гидроэнергетике; Индийская и Центральноазиатская конференция по электроэнергетике и Всемирная конференция по возобновляемым источникам энергии в Индии

HydroVision India Conference; "POWER-GEN India & Central Asia" and Renewable Energy World Conference India
5 - 7 мая 2011 Индия, Нью-Дели
<http://www.hydrovisionindia.com/index.html>
<http://www.power-genindia.com/index.html>
Kevan Amanda; e-mail: amandak@pennwell.com
e-mail: amyn@pennwell.com Tel: +44 1992 656 621
e-mail: exhibitpga@pennwell.com Fax: +44 1992 656 700

24 Канадская конференция по электротехнике и компьютерным технологиям

24 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE - 2011)
8 - 11 мая 2011 Канада, Онтарио, оз.
IEEE Canada
http://www.ieee.ca/ccece11/index_en.php
Lowell Cathie
e-mail: admin@ieee.ca Tel: (905) 628 - 9554
Fax: (905) 628 - 9554

Всемирный конгресс по возобновляемым источникам энергии

World Renewable Energy Congress (WREC - 2011)
8 - 13 мая 2011, Швеция, Линчепинг
Linköping University
<http://wrec2011.com>
Malmstrom Tina; e-mail: info@wrec2011.com

35 Европейский конгресс по проблемам комбинированной выработки тепла и электроэнергии

35 Euroheat & Power Congress
9 - 10 мая 2011 Франция, Париж
Euroheat and Power
<http://www.conferencealerts.com/seeconf.mv?q=ca1ih0ia>
e-mail: communications@euroheat.org

1 Двусторонняя конференция по энергетике

1 Bilateral Energy Conference
9 - 13 мая 2011 Франция, Ницца
European Materials Research Society (EMRS)
<http://www.conferencealerts.com/seeconf.mv?q=ca1ihh80>

13 Ежегодная конференция и выставка по электроэнергетике

13 Annual Electric Power Conference and Exhibition
10 - 12 мая 2011 США, д. Роземонт, Иллинойс
TradeFair Group <http://www.electricpowerexpo.com/>;
e-mail: kima@tradefairgroup.com Tel: 713-343-1879

10 Всемирная конференция по ветроэнергетике и Выставка возобновляемых источников энергии (10 World Wind Energy Conference (WWEC - 2011) and Renewable Energy Exhibition)

11 - 14 мая 2011 Египет, Каир
German Arab Chamber of Industry and Commerce (GACIC)
<http://www.wwec2011.net>
e-mail: secretariat@wwindea.org Tel: +49-228-369 40-80
Fax: +49-228-369 40-84

Международная конференция Института инженеров по электротехнике и электронике "Электрические машины и приводы"

IEEE International Electric Machines and Drives Conference (IEMDC - 2011)
15 - 18 мая 2011 Канада, Ниагара-на-Озере
Sheraton Fallsview Hotel & Conference Centre IEEE Electron Devices Society IEEE Industry Applications Society
<http://www.ourglobal.com/url?url>
Rahman M. A.; e-mail: arahman@mun.ca

15 Международная конференция по атомным энергетическим системам

(15 International Conference on Emerging Nuclear Energy Systems (ICENES - 2011))
15 - 19 мая 2011 США, Сан-Франциско, Калифорния
American Nuclear Society (ANS)
<http://icenes2011.org/index.php>

3 Международная конференция по использованию энергии

3 International Conference on Applied Energy
16 - 18 мая 2011 Италия, Перуджи
<http://www.icae2011.org/ocs/index.php?conference=ICAE2011&schedConf=2011>
Desideri Umberto; e-mail: info@icae2011.org

Всероссийская конференция и специализированная выставка "Обеспечение надежности энергосистем" Релейная защита и автоматика энергосистем - 2011
 17 - 20 мая 2011 Российская Федерация, Москва
 Экспоцентр Сокольники ГК "Энергетические выставки России"
<http://www.energyexpo.ru/annonces/1/1282032866/>
 e-mail: it@energyexpo.ru

Национальная конференция по солнечной энергетике
 ASES National Solar Conference (SOLAR - 2011)
 17 - 21 мая 2011 США, Роли, Северная Каролина
 American Solar Energy Society (ASES)
<http://www.nationalsolarconference.org>
 Hotchkiss Katej e-mail: khotchkiss@ases.org

Международная конференция и выставка "Ветровая энергетика - 2011"
 International Conference and Exhibition «Windpower - 2011»
 22 - 25 мая США, Анахайм, Калифорния
 American Wind Energy Association (AWEA)
<http://www.windpowerexpo.com/>
 e-mail: windmail@awea.org Tel: 202.383.2500
 Fax: 202.383.2505

8 Международная конференция по анализу европейского рынка электроэнергетики
 8 International Conference on the European Energy Market
 (EEM - 2011)
 25 - 27 мая 2011 Хорватия, Загреб
 University of Zagreb <http://www.eem11.com/contacts.html>
 e-mail: info@eem11.com

5 Европейский форум, конференция и выставка по промышленному применению нанотехнологий ЕвроНаноФорум - 2011
 5 EuroNanoForum; Conference and Exhibition
 30 мая - 1 июня 2011 Венгерская Республика, Будапешт
 Budapest Congress and World Trade Center
 National Office for Research and Technology (NKTH)
<http://www.euronanoforum2011.eu/>
 e-mail: info@euronanoforum2011.eu

7 Международный форум по управлению отходами, природоохранным технологиям и возобновляемой энергетике (ВэйстТэк - 2011)
 31 мая - 3 июня 2011 Российская Федерация, Москва
 Крокус Экспо Фирма "СИБИКО Интернэшнл"
<http://2011.sibico.com/index.php?lang=ru>
 Tel.: (495) 225 5986 Факс: (495) 782 1013; e-mail: info@sibico.com

10 Международная европейская конференция по энергетике и энергетическим системам Международной ассоциации науки, технологий и развития
 10 IASTED International Conference on Power and Energy Systems (EuroPES - 2011)
 22 - 24 июня 2011 Греция, Крит о.
 International Association of Science and Technology for Development (IASTED)
<http://www.iasted.org/conferences/home-714.html>
 e-mail: calgary@iasted.org Tel: +1 403 288 1195
 Fax: + 1 403 247 6851

2 Международная конференция Института инженерных технологий по устойчивому развитию энергетики и интеллектуальным системам
 2 IET Chennai International Conference on Sustainable Energy and Intelligent Systems (SEISCON - 2011)

июль 2011 Индия, Ченнай
 Institution of Engineering and Technology (IET)
<http://seiscon.ietypschennai.org>
 e-mail: ietseiscon@ietypschennai.org
 Tel: +91- 44 23782176 / 2186 / 2085
 Fax: +91 - 44-23783165

5 Международная конференция "Планирование развития энергетики, энергосбережение, экологическое образование" Всемирной научной инженерной академии
 5 WSEAS International Conference "Energy Planning, Energy Saving, Environmental Education" (EPESE - 2011)
 1 - 3 июля 2011 Румыния, Яссы
 Alexandru Ioan Cuza University of Iasi
 World Scientific and Engineering Academy and Society (WSEAS)
<http://www.wseas.us/conferences/2011/iasi/epese>
 e-mail: info@wseas.org

Конференция по проблемам энергетики Американского общества инженеров-механиков
 ASME Power Conference (ASME Power - 2011)
 12 - 14 июля 2011 США, Денвер, Колорадо
 American Society of Mechanical Engineers (ASME)
<http://www.asmeconferences.org/Power2011>
 e-mail: toolboxhelp@asme.org

17 Международная конференция и торговая выставка по энергетике и окружающей среде
 17 International Energy and Environment Conference and Fair
 15 - 17 июля 2011 Турецкая Республика, Стамбул,
 Istanbul Expo Centre Sektörel Fuarcilik
<http://www.icci.com.tr/icci/english/>
<http://www.icci.com.tr/icci/12/conference.htm>
 e-mail: info@icci.com.tr

Международная конференция по гидроэнергетике
 International Hydropower Conference «HydroVision - 2011»
 19 - 22 июля 2011 США, Сакраменто, Калифорния,
 Sacramento Convention Center HCI Publications (HCI)
<http://www.hydroevent.com/index.html>

11 Международная конференция по нанотехнологиям Института инженеров по электротехнике и электронике
 11 IEEE International Conference on Nanotechnology
 (IEEE-NANO - 2011)
 28 - 31 авг. 2011 Бельгия, Брюгге, KINTEX
 IEEE Electron Devices Society
 IEEE Nanotechnology Council (IEEE NTC)
<http://www.ieee-nano2011.eu/>
 e-mail: symposium@nanokora.or.kr

Всемирный конгресс Международного общества солнечной энергетики
 ISES Solar World Congress (ICES - 2011)
 28 авг. - 2 сент. 2011 Германия, Кассель
 International Solar Energy Society (ISES)
<http://swc2011.org/cms>
 e-mail: info@swc2011.org.

11 Петербургский международный энергетический форум
 сентябрь 2011 Российская Федерация, Санкт-Петербург
 Выставочное объединение "РЕСТЭК" (РЕСТЭК)
<http://www.forumtek.ru/>
 e-mail: main@restec.ru

IX МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА ЭНЕРГЕТИКА В ПРОМЫШЛЕННОСТИ УКРАИНЫ – 2011

20 – 22
сентября 2011 г.



**IX МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС
УКРАИНЫ: НАСТОЯЩЕЕ И БУДУЩЕЕ**

ОРГАНИЗАТОРЫ:

Министерство энергетики
и угольной промышленности Украины
Международный выставочный центр

- ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА
- ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЕ МАШИНОСТРОЕНИЕ
- ПРОМЫШЛЕННАЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИКА
- ЭЛЕКТРОКАБЕЛЬНАЯ ПРОДУКЦИЯ И АКСЕССУАРЫ
- АСУ ТП, КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И ДИАГНОСТИКА
- ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТЬ
- ПРОМЫШЛЕННОЕ ОСВЕЩЕНИЕ
- ЭНЕРГЕТИКА В СТРОИТЕЛЬСТВЕ
- ЭНЕРГЕТИКА НА ТРАНСПОРТЕ, В АПК
- АЛЬТЕРНАТИВНАЯ И ВОЗОБНОВЛЯЕМАЯ ЭНЕРГЕТИКА
- УГОЛЬНАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
- НЕФТЕГАЗОВАЯ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ
- НАСОСЫ, ТРУБЫ, АРМАТУРА

**ПРЕЗЕНТАЦИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ
ПРЕДПРИЯТИЙ ТЭК УКРАИНЫ**

- СОВЕЩАНИЯ, ТЕМАТИЧЕСКИЕ "КРУГЛЫЕ СТОЛЫ",
КОНФЕРЕНЦИИ, СЕМИНАРЫ,
ПРЕЗЕНТАЦИИ ПРЕДПРИЯТИЙ

ПАТРОНАТ:

Кабинет Министров Украины
Комитет Верховной Рады Украины по вопросам
топливно-энергетического комплекса, ядерной
политики и ядерной безопасности

Официальный медиа-партнер:



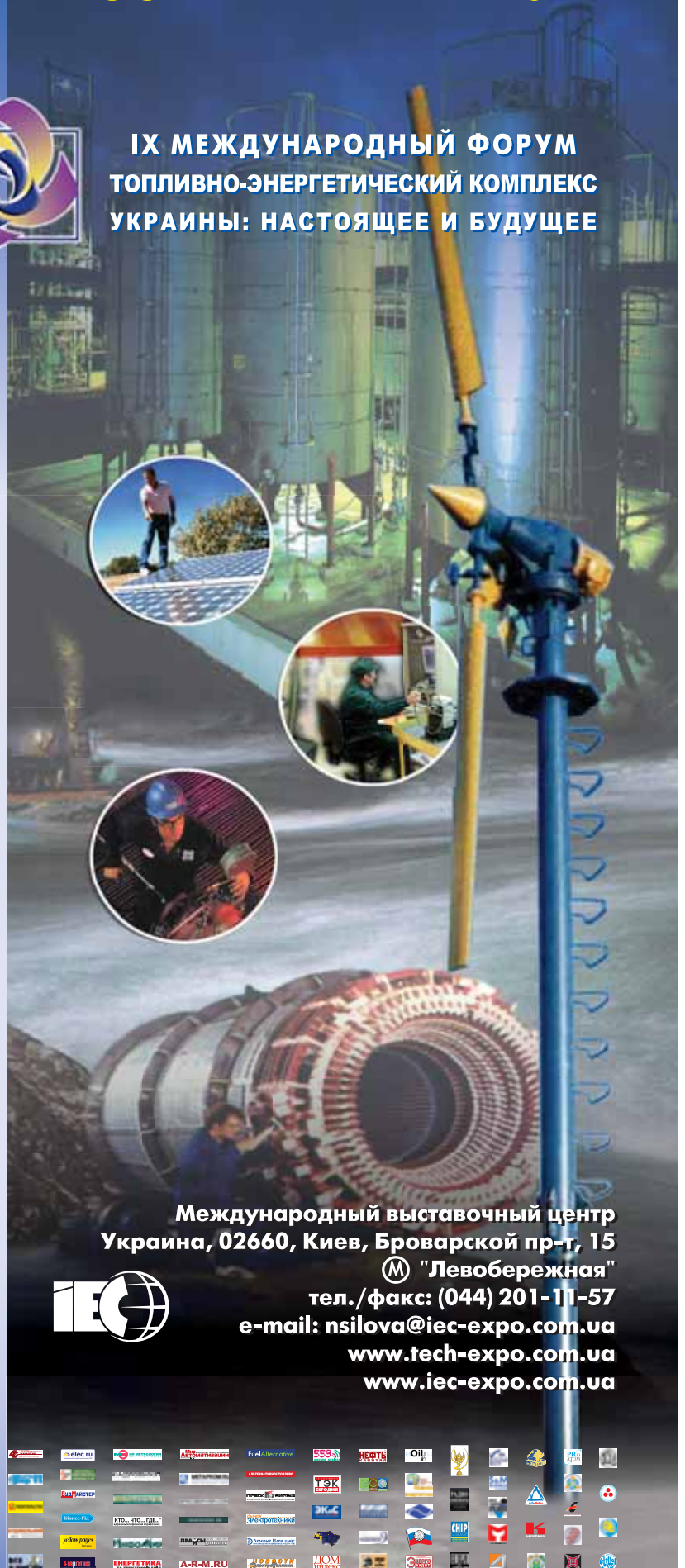
Официальное издание форума:



Технический партнер:



Информационная поддержка:



Международный выставочный центр
Украина, 02660, Киев, Броварской пр-т, 15

М "Левобережная"

тел./факс: (044) 201-11-57

e-mail: nsilova@iec-expo.com.ua

www.tech-expo.com.ua

www.iec-expo.com.ua



ЭЛЕКТРО