

Научно-технический центр Единой энергетической системы

**ИЗВЕСТИЯ
НТЦ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ
СИСТЕМЫ**

№ (2) 73

Издается с февраля 1957 г.

Санкт-Петербург
2015

УДК 621.311; 621.313; 621.314

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ

Кошеев Л. А., д-р техн. наук, профессор – главный редактор;
Асанбаев Ю. А., д-р техн. наук, доцент;
Бердин А. С., д-р техн. наук, профессор;
Вагин В. П., канд. техн. наук;
Васильев Ю. С., академик РАН;
Воропай Н. И., чл.-корр. РАН;
Герасимов А. С., канд. техн. наук, доцент;
Евдокунин Г. А., д-р техн. наук, профессор;
Коровкин Н. В., д-р техн. наук, профессор;
Попков Е. Н., д-р техн. наук, профессор;
Сацук Е. И., д-р техн. наук, доцент;
Смоловик С. В., д-р техн. наук, профессор – зам. главного редактора;
Фролов О. В., канд. техн. наук;
Шакарян Ю. Г., д-р техн. наук, профессор.

РЕДАКЦИЯ

Леонтьева М. В. – выпускающий редактор;
Виленикина И. И. – секретарь редакции.

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-53069 от 07 марта 2013 г.

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» включен в перечень рецензируемых научных изданий, в которых должны быть опубликованы основные результаты диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, на соискание ученой степени доктора наук.

Наименование и содержание рубрик журнала соответствует группе специальностей 05.14.00 – Энергетика.

Общие сведения о журнале, условия подписки на него, содержание вышедших номеров можно найти по адресу: <http://www.ntces.ru/departments/proceedings.php>.

Распространение журнала осуществляется по подписке, подписной индекс в общероссийском каталоге «Роспечать» – 25247.

Адрес редакции:

194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, ОАО «НТЦ ЕЭС».

Тел. (812) 292-94-05, (812) 292-94-20. E-mail: nto@ntces.ru.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРЕДИСЛОВИЕ.....	5
------------------	---

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

<i>Кац П. Я., Лисицын А. А., Тен Е. А., Сацук Е. И., Фролов О. В., Эдлин М. А.</i> Автоматизированная система расчета максимально допустимых режимов энергосистемы по условиям статической и динамической устойчивости.....	6
<i>Беляев Н. А., Коровкин Н. В., Фролов О. В., Чудный В. С.</i> Оптимальное размещение управляемых устройств компенсации реактивной мощности в энергосистемах.....	14
<i>Герасимов А. С., Гуриков О. В., Кудрявцев Е. Н., Кудрявцев Н. А., Сибиряков Р. В., Шавловский С. В.</i> Применение накопителей энергии с использованием литий-ионных аккумуляторных батарей в системах оперативного постоянного тока.....	26
<i>Змазнов Е. Ю., Лозинова Н. Г., Матвиенков Ю. В.</i> Исследование причин и разработка мероприятий по предотвращению перекрытий изоляции в цепях собственных нужд генераторного напряжения крупной ГЭС.....	38
<i>Горячевский К. С., Смоловик С. В.</i> Оценка величин потерь активной мощности в высоковольтной сети ЕЭС в период 2014–2019 гг.	50

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ, УСТОЙЧИВОСТИ И НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

<i>Амбросовская Т. Д., Андранович Б., Курилкин А. И., Сорокин Е. В.</i> Исследование установившихся электрических режимов изолированных энергосистем	55
<i>Виштитбеев А. В., Марюшко Е. А.</i> Оперативная регистрация частичных разрядов в КРУЭ.....	64

ВОПРОСЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

<i>Бердин А. С., Герасимов А. С., Коваленко П. Ю., Мойсейченков А. Н.</i> Сравнение методов определения синхронизирующей мощности синхронной машины по результатам экспериментальных исследований на электродинамической модели	72
--	----

Гуриков О. В., Штефка Й.

Алгоритм аппроксимации амплитудно-фазовой частотной характеристики
дробно-рациональной функцией методом наименьших квадратов
и его программная реализация83

Гараев Ю. Н., Лоханин Е. К., Россовский Е. Л.

Отличия синхронных машин продольно-поперечного возбуждения
от асинхронизированных синхронных машин88

Комментарий редакционной коллегии журнала

к статье Гараева Ю. Н., Лоханина Е. К., Россовского Е. Л.

«Отличия синхронных машин продольно-поперечного возбуждения
от асинхронизированных машин»97

ИЗ ОПЫТА МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ

Суслова О. В.

Разработка, исследование и применение технологий передачи
электроэнергии постоянным током в Китае98

СТРАНИЦЫ ИСТОРИИ

Соломоник Е. А.

Шахматы в НИИПТ110

Content, Abstracts, Keywords121

Правила представления рукописей авторами124

Технический редактор *М. В. Леонтьева*

Компьютерная верстка *Н. И. Егерева*

Подписано в печать 15.12.2015

Формат 70×108/16

Тираж 300 экз.

Заказ 250.

Печ. л. 7,875

Отпечатано с готового оригинал-макета
в Типографии Политехнического университета.
195251, Санкт-Петербург, Политехническая ул., 29.

Тел.: (812) 552-77-17, 550-40-14

Тел./факс: (812) 297-57-76

ПРЕДИСЛОВИЕ

Уважаемый читатель!

Сообщаем, что **начиная с данного номера наш журнал включен в перечень ВАК**, определяющий список изданий для обязательной публикации диссертационных материалов.

Новые результаты исследований и разработок, представленные в данном номере, разделены на три достаточно традиционные для нашего журнала рубрики, охватывающие вопросы исследования, разработки мероприятий по повышению надежности энергоснабжения и моделирования энергосистем.

Большая часть статей базируется на результатах исследований и разработок, выполненных за последние годы в НТЦ ЕЭС и НИИПТ.

В заглавной статье номера предложена публикация по результатам разработки так называемой системы мониторинга запаса устойчивости (СМЗУ), технологический алгоритм которой в значительной мере базируется на алгоритме централизованной системы противоаварийной автоматики (ЦСПА) нового поколения. В других статьях этого направления также наряду с результатами исследований содержатся практические предложения, направленные на решение конкретных задач в электроэнергетике.

Как и в предыдущих номерах в данном выпуске несколько статей посвящены моделированию энергосистемы и ее отдельных элементов. Одна из статей этого направления, посвященная вопросам моделирования и терминологии синхронных машин с двумя обмотками возбуждения, помещена в номер с комментариями редакционной коллегии в части предлагаемой авторами терминологии.

Некоторые статьи содержат диссертационные материалы. Предлагаем читателям в дальнейшем использовать журнал для публикации на его страницах диссертационных работ, близких по тематике нашему журналу.

В раздел «Из опыта мировой энергетики» помещена статья об опыте использования линий электропередачи постоянного тока в Китае, в которой широко представлены материалы последней сессии СИГРЭ и ряд других материалов, дающих представление об успехах Китая в этой области.

Рубрика «Страницы истории» в данном номере предоставлена шахматам в НИИПТ.

*Главный редактор
«Известий НТЦ Единой энергетической системы»
Л. А. Кощеев*

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ И МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ЭНЕРГОСИСТЕМ

УДК 621.311

П. Я. Кац, А. А. Лисицын, Е. А. Тен, Е. И. Сацук, О. В. Фролов, М. А. Эдлин

Автоматизированная система расчета максимально допустимых режимов энергосистемы по условиям статической и динамической устойчивости

Представлен алгоритм расчета максимально допустимых режимов энергосистем по условиям статической и динамической устойчивости, состоящий из трех основных частей: контроля допустимости текущего режима (для заданных векторов изменения режима) по условиям статической устойчивости, контроля допустимости текущего режима для заданных аварийных возмущений по условиям обеспечения статической устойчивости послеаварийных режимов и динамической устойчивости перехода к ним с учетом действия локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости, расчета максимально допустимых перетоков активной мощности в заданных контролируемых сечениях по условиям статической и динамической устойчивости с учетом действия локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости.

Ключевые слова: статическая и динамическая устойчивость энергосистем, текущий режим, послеаварийный режим, алгоритм, расчетные опасные сечения, контролируемые сечения, максимально допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях.

Введение

Система контроля текущего электрического режима энергосистемы должна позволить наиболее полно использовать пропускную способность сети на основе оперативного, в режиме реального времени, определения его допустимости по критериям, сформулированным в регламентирующих документах ОАО «СО ЕЭС» [1]:

- обеспеченность необходимыми запасами апериодической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях и напряжению в установившихся текущем и возможных послеаварийных режимах;
- отсутствие перегрузки по току сетевых элементов;
- динамическая устойчивость перехода от текущего режима к послеаварийным с учетом действия противоаварийной автоматики.

Результатом работы системы должны быть расчетные значения максимально допустимых перетоков (МДП) активной мощности в контролируемых диспетчером сечениях (КС) или в расчетных опасных сечениях (ОС).

В статье приводятся результаты **разработки специализированного технологического алгоритма (СТА) расчета МДП в КС (ОС)** по условиям допустимости установившихся режимов и динамической устойчивости перехода от текущего режима (ТР) к послеаварийному (ПАР) для заданного перечня аварийных возмущений с учетом действия автоматики предотвращения нарушения устойчивости

(АПНУ). При этом проверяется и подтверждается достаточность управляющих воздействий (УВ), доступных АПНУ, или определяются требования к ослаблению текущего режима – к необходимым изменениям величины генерации и потребления активной мощности в соответствующих частях энергосистемы.

При разработке алгоритма расчета МДП в значительной степени использованы алгоритмы централизованной системы противоаварийной автоматики 3-го поколения (ЦСПА), внедренной в промышленную эксплуатацию в ОЭС Востока в начале 2014 г. [2–5].

Так же, как и в ЦСПА, в расчетной модели энергосистемы требуется, чтобы в одном узле был только один генератор (может быть и эквивалентный). Не допускается эквивалентирование генераторов, на которые распространяется действия АПНУ. В общем случае, для решения задачи балансировки (оценивания) текущего режима [6] используется полная подробная модель энергосистемы, обеспеченная телеизмерениями и телесигналами, которая автоматически приводится к расчетной, используемой алгоритмом расчета МДП. Указанный подход полностью оправдал себя в ЦСПА ОЭС Востока: полная схема содержит около 800 узлов, расчетная – около 300, – при этом обеспечивается достаточная точность вычислений и в то же время существенно уменьшаются вычислительные затраты.

Вся входная информация группируется в данные об узлах, ветвях, генераторах и их системах регулирования, опорных (балансирующих) узлах, АПНУ, КС, вероятных векторах изменения режима (ВИР), статических характеристиках нагрузки для расчетов установившихся режимов и динамической устойчивости (СХН_с и СХН_д) и данных об аварийных возмущениях (АВ), результатом которых является срабатывание соответствующих пусковых органов (ПОр).

Данные об узлах должны включать информацию о длительно и аварийно допустимых уровнях напряжения.

Данные о ветвях должны включать информацию о длительно и аварийно допустимой токовой нагрузке.

Данные о генераторах и их системах регулирования должны включать все необходимые параметры для расчета переходных процессов по полным уравнениям Парка – Горева. Для генераторов, мало влияющих на характер переходного процесса, имеется возможность их представления постоянной ЭДС за реактивным сопротивлением.

Опорные узлы по напряжению задаются с их приоритетами, при этом в отдельной связной области используется только один опорный узел – с наивысшим приоритетом. Указанная информация позволяет автоматизировать расчеты для схем, которые до аварии или в результате аварии представлены несколькими несвязными областями.

АПНУ содержит информацию о контролируемых ПА сечениях (совокупности ветвей), уставках срабатывания и подлежащих реализации УВ на отключение генерации и нагрузки в соответствующих узлах схемы (таблицы решений противоаварийной автоматики, задаваемых технологом).

Данные о контролируемых диспетчером (технологом) КС представляются в виде списков ветвей.

Данные о наиболее вероятных ВИР задаются технологом энергосистемы отдельно для избыточных и дефицитных ее частей путем указания объемов изменения генерации или нагрузки в узле и доли участия в ВИР (с учетом опорного узла сумма всех долей для каждой из частей ВИР равна 1).

Данные об АВ включают всю информацию, необходимую для выполнения расчетов динамической устойчивости: время возникновения короткого замыкания (КЗ), номер узла и величину шунта КЗ, отключаемые элементы и время их отключения, времена передачи аварийных сигналов к устройствам АПНУ, коды отключаемых элементов для различения отключаемых ветвей и их последовательности (для моделирования работы устройств резервирования отказа выключателя – УРОВ, ОАПВ, изменения нагрузки в узле). Часть указанной информации используется для расчетов установившихся режимов.

Данные об управляемых генераторах и нагрузках, используемых в качестве УВ, содержат объемы отключений для каждой из ступеней УВ и времена запаздывания реализации этих УВ по командам устройств АПНУ.

Основные требования к алгоритму расчета МДП можно сформулировать следующим образом:

- прежде всего выполняется контроль текущего режима (ТР) на соблюдение требований к МДП в КС: запасов устойчивости по активной мощности и напряжению, отсутствию токовой перегрузки, достаточность УВ ПА для выполнения требований по допустимости ПАР и динамической устойчивости перехода к ним для заданного списка АВ;
- при допустимости ТР по всем указанным выше критериям, и только в этом случае, выполняется поиск максимальных режимов и расчет МДП в КС по условиям допустимости установившихся ПАР и динамической устойчивости перехода к ним для заданного списка АВ;
- при невыполнении хотя бы одного из требований к ТР необходимо выполнить расчет с рекомендациями по ослаблению ТР: необходимые изменения генерации и нагрузки в узлах схемы для обеспечения допустимых значений перетоков активной мощности в КС или ОС. При этом, в общем случае, конкретные действия диспетчера по изменению ТР будут отличаться от данных рекомендаций, которые следует понимать как задание некоторого ориентира диспетчеру. На последующих этапах контроля режима диспетчер сможет получить информацию о том, насколько эффективны принятые им меры.

Разработанный алгоритм расчета МДП содержит два самостоятельных модуля: модуль статики (МС) – выполняет расчеты, связанные с определением требований к установившимся режимам (ТР и ПАР); модуль динамики (МД) – выполняет расчеты динамической устойчивости. Связь между модулями осуществляется путем передачи данных о расчетном режиме в полной схеме.

Каждый из модулей выполняет перебор АВ и рассчитывает единый установившийся режим (ЕУР) в полной схеме, который удовлетворяет требованиям к ПАР и динамическому переходу к нему для каждого из АВ. Расчетный ЕУР, дополнительно, должен быть в соответствии с ВИР сбалансирован так, чтобы опорный генератор мало (несколько МВт) воспринимал изменение потерь активной мощности, кото-

рые могут быть значительными. Только в этом случае можно гарантировать, что проблемы из контролируемого диспетчером района не будут перемещаться в другие части ЕЭС, представляемой, как правило, в виде некоторого эквивалента и в части схемы, и в части режима. Таким образом, ЕУР и модули ВИР в избыточной и дефицитной частях энергосистемы позволяют осуществить связь между МС и МД в алгоритме расчета МДП.

Вычисления организованы таким образом, чтобы можно было осуществить параллельные вычисления на различных процессорах для каждого ВИР. Для отдельного ВИР работа МС и МД выполняется последовательно (в отличие от сказанного, в алгоритме ЦСПА ОЭС Востока вычисления выполняются параллельно для АВ).

Основные этапы работы алгоритма для заданного ВИР

На рис. 1 представлена функциональная схема алгоритма расчета МДП в заданных КС.

1. Определение допустимости ТР по соблюдению нормативных запасов устойчивости по активной мощности (20 %) и напряжению (15 %) и отсутствию токовых перегрузок сетевых элементов (блок 1).

Для определения фактических запасов устойчивости по активной мощности рассчитывается предельный вдоль ВИР режим, определяются актуальные для данного ВИР КС (контролируемые сечения, в которых при этом утяжелении произошло увеличение перетока активной мощности не менее, чем на 50 % от реализованного по ВИР модуля активной мощности), величины предельных перетоков в актуальных КС ($P_{пр\ КС}$) сравниваются со значениями перетоков в ТР ($P_{0\ КС}$).

Если

$$P_{0\ КС} \leq P_{пр\ КС} \cdot 0,8; \quad U_0 \geq U_{min1}; \quad I_0 \leq I_{max1}, \quad (1)$$

где U_{min1} – длительно допустимое напряжение в узле;

I_{max1} – длительно допустимое значение тока в ветви схемы, –
то ТР допустим по условиям (1).

Если хотя бы для одного элемента схемы (КС, узла, ветви) условие (1) не выполняется, то ТР по соответствующему критерию (критериям) недопустим. Результаты выполнения условий (1) запоминаются.

2. Выполняется перебор АВ с заданными УВ ПА для контроля выполнения условий, аналогичных (1), для ПАР (с запасом 8 % и учетом нерегулярных отклонений, блок 4):

$$P_{0\ ОС} \leq P_{пр\ ОС} \cdot 0,92 - P_{НО}; \quad U_0 \geq U_{min2}; \quad I_0 \leq I_{max2}, \quad (2)$$

где ОС – расчетное опасное сечение для заданного АВ, определяемое вдоль расчетного аварийного ВИР как в алгоритме ЦСПА [3];

$P_{НО}$ – амплитуда нерегулярных отклонений;

U_0, I_0 – величины напряжений и токов, определяемые в режиме с перетоком в ОС, равным $P_{пр\ ОС} \cdot 0,92$;

U_{min2} – аварийно допустимое напряжение в узле;

I_{max2} – аварийно допустимое значение тока в ветви схемы.

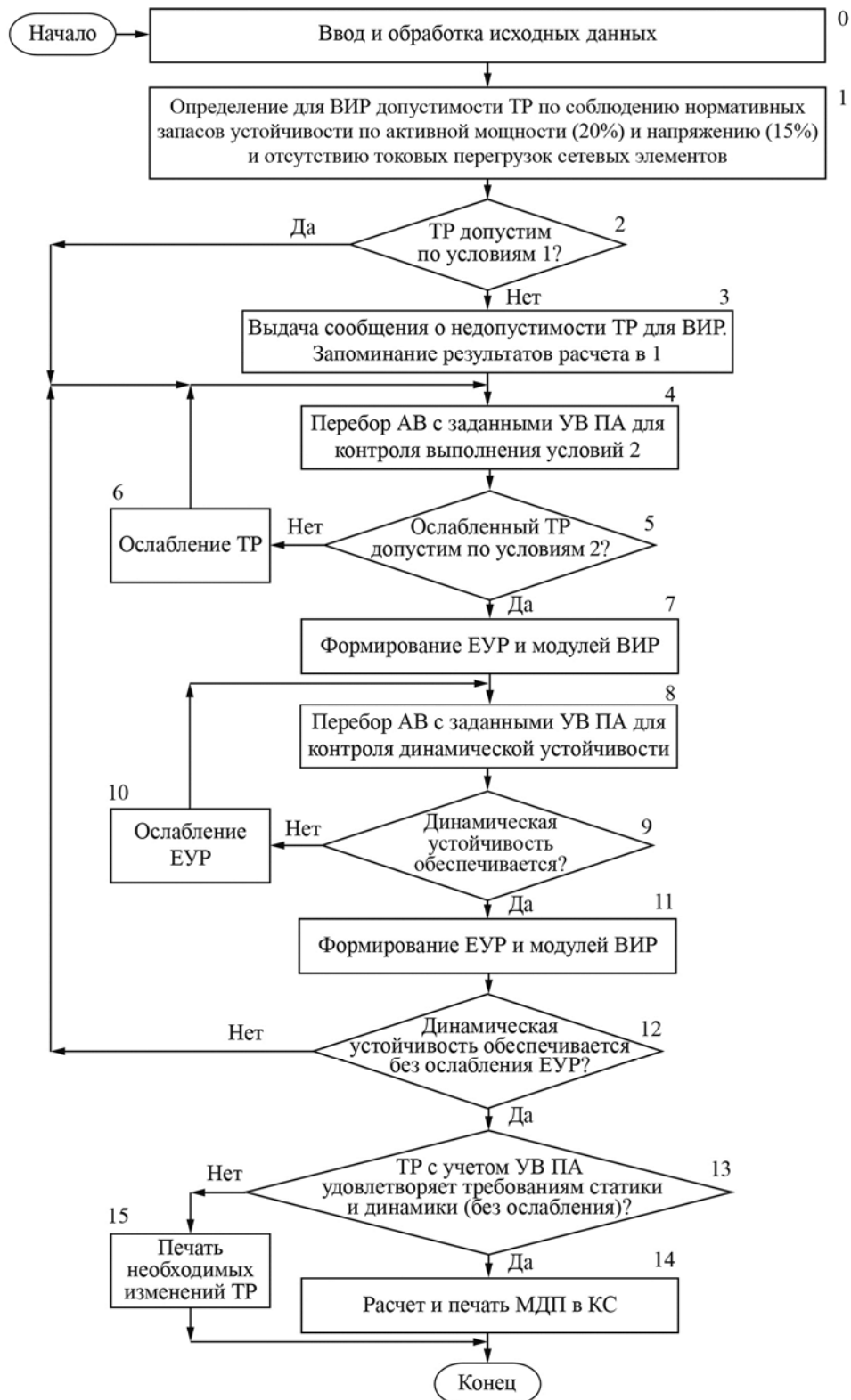


Рис. 1. Функциональная схема алгоритма расчета МДП в заданных КС

Если условия (2) выполнены, то ТР из МС передается на анализ динамической устойчивости в МД (блок 8).

Если условия (2) не выполнены, то рассчитываются необходимые изменения ТР (изменения генерации в избыточной части и генерации (потребления) – в дефицитной части схемы).

Обращение к блокам 4–5–6 выполняется до тех пор, пока не будет найден ослабленный режим, не требующий дополнительных изменений. Такой режим – ЕУР – формируется в блоке 7 и передается в МД для анализа динамической устойчивости.

3. Модулем динамики выполняется перебор АВ с заданными УВ ПА для контроля сохранения динамической устойчивости при переходе от ТР к ПАР (блоки 8–9–10).

Каждый аварийный процесс рассчитывается с учетом действий АПНУ, соответствующих текущему предаварийному режиму. Если динамическая устойчивость не нарушается, то анализируется следующий аварийный процесс.

Если динамическая устойчивость нарушается, то по результатам проведенного расчета формируется двухмашинный эквивалент рассматриваемого аварийного процесса и затем, исходя из правила площадей [7], формируется ослабленный предаварийный режим, при котором динамическая устойчивость не нарушается. При этом, если анализируется ТР, то расчетный ВИР, по которому изменяется ТР, выбирается таким образом, чтобы изменения режима были минимальны (блок 10). В том случае, когда анализируется утяжеленный режим, его ослабление выполняется по заданному технологом ВИР.

В результате своей работы МД либо фиксирует динамическую устойчивость всех рассмотренных аварийных процессов, либо формирует новый режим, в котором все рассматриваемые аварийные процессы динамически устойчивы (блок 11).

4. Цикл расчетов в МС и МД при необходимости ослабить ТР завершается (контроль в блоке 13), если найден такой расчетный режим (ослабленный по отношению к ТР), в котором, с учетом УВ ПА, выполняются условия (2) и обеспечивается динамическая устойчивость (блок 12). Потребовавшиеся изменения режима запоминаются и выдаются на печать (блок 15). На этом работа алгоритма расчета МДП прекращается.

5. Если для ТР выполнены условия (2) и обеспечена динамическая устойчивость для всех АВ (контроль в блоке 13), то выполняются расчеты по определению максимального режима (блок 14). Последний ищется в диапазоне от ТР до режима с 20%-м запасом от предельного (см. п. 1). Аналогично пп. 2, 3 последовательно выполняется расчет в МС, а затем в МД по перебору всех АВ. В отличие от пп. 2, 3 ослабление режима с 20%-м запасом от предельного выполняется вдоль заданного (а не расчетного) ВИР. Максимальный режим, удовлетворяющий всем контролируемым условиям, является искомым. В нем, для всех актуальных КС фиксируются перетоки активной мощности. Путем вычитания из них заданных в исходной информации амплитуд нерегулярных отклонений (для каждого КС свое значение) определяются искомые значения МДП.

Заключение

На базе алгоритмов ЦСПА разработан алгоритм расчета максимально допустимых перетоков активной мощности по условиям статической и динамической устойчивости. Выполнены тестовые расчеты в 23-узловой схеме, разработанной для отладки алгоритмов ЦСПА ОЭС Востока. Результаты расчетов по определению МДП, выполненные по автономной программе с разработанным алгоритмом и по вычислительным комплексам РАСТР и Мустанг, практически совпадают.

Выполняется тестирование разработанного алгоритма расчета МДП в схеме ОЭС Северо-Запада. Полученные результаты позволили усовершенствовать итерационные процедуры по определению необходимых изменений ТР для обеспечения допустимых уровней напряжения и отсутствия перегрузки по току сетевых элементов в послеаварийных режимах.

Список литературы

1. Методические указания по устойчивости энергосистем. Утверждены Приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 277.
2. *Кощев Л. А., Кац П. Я., Эдлин М. А., Шульгинов Н. Г., Жуков А. В., Демчук А. Т.* Технологический алгоритм централизованной системы противоаварийной автоматики нового поколения // *Электрические станции*. 2010. № 11.
3. *Лисицын А. А., Эдлин М. А.* Алгоритм выбора управляющих воздействий по условиям динамической устойчивости // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. 2013. № 1 (68). С. 41–47.
4. *Исаев Е. В., Кац П. Я., Лисицын А. А., Николаев А. В., Тен Е. А.* Алгоритм оценки статической устойчивости и выбора управляющих воздействий по условию обеспечения статической устойчивости в послеаварийном режиме // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. 2013. № 1 (68). С. 48–57.
5. *Исаев Е. В., Кац П. Я., Лисицын А. А., Николаев А. В., Тен Е. А.* Алгоритм расчета управляющих воздействий по условию обеспечения нормативного запаса устойчивости по напряжению в узлах схемы и недопущения токовой перегрузки сетевых элементов в послеаварийном режиме энергосистемы // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. 2013. № 1 (68). С. 58–68.
6. *Николаев А. В., Прихно В. Л.* Задача оценивания состояния в комплексе централизованного противоаварийного управления ОЭС Востока // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. 2013. № 1 (68). С. 25–40.
7. *Горев А. А.* Избранные труды по вопросам устойчивости электрических систем. – М.-Л.: Госэнергоиздат, 1960. 260 с.

Кац Пинкус Янкелевич, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник лаборатории ЦСПА отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: pkats@mail.ru

Лисицын Андрей Андреевич, заместитель генерального директора – директор департамента противоаварийной автоматики, систем управления и релейной защиты Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: lisitsyn@ntcees.ru

Сацук Евгений Иванович, д-р техн. наук, доцент, начальник службы внедрения противоаварийной и режимной автоматики Системного оператора Единой энергетической системы (ОАО «СО ЕЭС»).

E-mail: satsuk-ei@so-ups.ru

Тен Евгений Аьбертович, младший научный сотрудник лаборатории ЦСПА отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: eat_evgeny@mail.ru

Фролов Олег Валерьевич, канд. техн. наук, генеральный директор Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ntc@ntcees.ru

Эдлин Михаил Аронович, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник лаборатории ЦСПА отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: edlin@sknt.ru

УДК 621.311

Н. А. Беляев, Н. В. Коровкин, О. В. Фролов, В. С. Чудный

Оптимальное размещение управляемых устройств компенсации реактивной мощности в энергосистемах

Предложен новый подход к управлению режимами работы электроэнергетических систем и выбору мест размещения FACTS-устройств. Рассмотрена оптимизация параметров FACTS-устройств с использованием дробно-полиномиальных функций. Описаны основные свойства зон влияния элементов FACTS-устройств и предложен оригинальный подход к кластеризации сети по признаку взаимного влияния узлов.

Ключевые слова: электроэнергетическая система, FACTS, оптимизация, зона влияния, кластер, потери мощности.

Введение

Развитие электроэнергетических систем (ЭЭС) сопровождается ростом потребления электрической энергии, строительством новых электростанций и электросетевых объектов, присоединением новых потребителей [1]. Соответственно усложняются и конфигурация ЭЭС, и режимы ее работы, увеличивается нагрузка на электрические сети. В целом, это приводит к увеличению потерь в электрических сетях, росту эксплуатационных издержек, снижению надежности и качества электроснабжения от неоптимальных режимов работы и систематических перегрузок оборудования электрических сетей. Компенсация этих негативных тенденций может основываться на новых эффективных методах управления потоками мощности в ЭЭС.

Методы регулирования потоков мощности в сетях, рассматриваемые нами далее как средства оптимизации режимов работы ЭЭС, позволяют улучшать качество установившихся режимов работы ЭЭС и допускают их использование при восстановлении ЭЭС после аварий. Гибкие системы передачи электроэнергии (FACTS) открывают новые возможности управления потоками мощностей и режимами работы ЭЭС [2]. Внедрение элементов гибких систем передачи электроэнергии (FACTS-устройств), позволяющих в широких пределах изменять параметры линий электропередачи и нагрузок, превращает электрические сети из пассивных систем транспорта электроэнергии в активно-адаптивные системы, обладающие качественно новым уровнем управления и функционирования. Совместная работа FACTS-устройств требует для организации эффективного управления энергосистемами разработки новых методов управления.

Целью настоящей работы является разработка нового перспективного метода оптимизации режимов работы ЭЭС и размещения FACTS-устройств в них. Разрабатываемый метод основан на применении специального математического аппарата для определения влияния параметров FACTS-устройств на режим работы ЭЭС и оптимизации параметров данных элементов, а также на использовании оригинальных подходов к определению зон влияния FACTS-устройств и кластеризации сети для анализа режимов работы ЭЭС.

В статье рассмотрен предлагаемый подход к определению зависимостей параметров режима ЭЭС от параметров FACTS-устройств, описаны их основные свойства, введено понятие зон влияния FACTS-устройств. С использованием полученных результатов предложена постановка задачи кластеризации сети и ее решение. В заключение представлены результаты апробации разрабатываемого метода: решение задачи минимизации потерь мощности и поиска наилучших мест установки управляемых устройств компенсации реактивной мощности в ОЭС Востока.

Математическое описание влияния параметров FACTS-устройств на режим энергосистемы

ЭЭС характеризуется большим количеством управляющих элементов, регулирование параметров которых оказывает существенное влияние на распределение потоков мощностей. Это обуславливает широкие возможности оптимизации режимов ЭЭС с использованием FACTS-устройств. Для разработки алгоритмов управления FACTS-устройствами необходим математический аппарат, позволяющий эффективно определять оптимальные значения параметров FACTS-устройств в соответствии с заданными критериями оптимальности режима ЭЭС.

Для поиска оптимальных параметров FACTS-устройств разработан новый метод оценки влияния параметров FACTS-устройств на режим ЭЭС, основанный на широко используемом для расчета установившихся режимов ЭЭС методе узловых напряжений и билинейной теореме [3]. Из обобщений билинейной теоремы получены зависимости параметров режима ЭЭС от регулируемых параметров FACTS-устройств, которые имеют вид дробно-полиномиальных функций [4]. Так при работе в N -узловой ЭЭС FACTS-устройства в j -м узле, осуществляющего регулирование проводимости Y_{var} (УШР, СТАТКОМ и др.), зависимость узловых напряжений $\dot{U}_i$ от Y_{var} имеет вид:

$$\dot{U}_i = \frac{A_{0,i}^{(j)} + A_{1,i}^{(j)} \cdot Y_{\text{var}}}{1 + C^{(j)} \cdot Y_{\text{var}}}, \quad \forall i, j \in [1, N], \quad (1)$$

где $A_{0,i}^{(j)}$, $A_{1,i}^{(j)}$, $C^{(j)}$ – не зависящие от Y_{var} комплексные константы, подлежащие определению.

При наличии в ЭЭС FACTS-устройства с регулируемым сопротивлением X_{var} , (например, УПК) зависимость для напряжений аналогична:

$$\dot{U}_i = \frac{A_{0,i}^{(j,k)} + A_{1,i}^{(j,k)} \cdot X_{\text{var}}}{1 + C^{(j,k)} \cdot X_{\text{var}}}, \quad \forall i, j, k \in [1, N], \quad (2)$$

где j, k – узлы, между которыми включено регулируемое сопротивление;

$A_{0,i}^{(j,k)}$, $A_{1,i}^{(j,k)}$, $C^{(j,k)}$ – комплексные константы.

Зависимость напряжений от параметра фазоповоротного устройства – мнимой части коэффициента трансформации $\kappa_{\text{var}}^{\text{Im}}$ определяется в соответствии с выражением:

$$\dot{U}_i = \frac{\alpha_{0,i}^{(j,k)} + \alpha_{1,i}^{(j,k)} \cdot \kappa_{\text{var}}^{\text{Im}} + \alpha_{2,i}^{(j,k)} \cdot \left(\kappa_{\text{var}}^{\text{Im}}\right)^2}{1 + \beta^{(j,k)} \cdot \left(\kappa_{\text{var}}^{\text{Im}}\right)^2}, \quad (3)$$

где j, k – узлы, между которыми включено фазоповоротное устройство;

$\alpha_{0,i}^{(j,k)}, \alpha_{1,i}^{(j,k)}, \alpha_{2,i}^{(j,k)}, \beta^{(j,k)}$ – комплексные константы.

Отметим, что константы в знаменателе выражений (1) – (3) не зависят от номера i узла. Для определения всех констант в приведенных выше выражениях (для всех $i \in [1, N]$) достаточно дважды рассчитать режим ЭЭС и решить две системы линейных алгебраических уравнений второго порядка. При наличии в ЭЭС двух и более FACTS-устройств зависимости (1) – (3) обобщаются на случай нескольких регулируемых параметров. При этом числитель и знаменатель выражений, аналогичных (1) и (2) будут полиномами первой степени соответственно двух и более переменных (параметров FACTS-устройств).

Выражения (1) – (3) позволяют определить зависимости для потоков мощностей и других характеристик режима от параметров FACTS-устройств. В силу линейности операций, выполняемых при получении этих зависимостей, они также имеют дробно-полиномиальный вид. Например, зависимость тока $\dot{I}_p$ ветви p , связывающей узлы i и k , от регулируемой проводимости Y_{var} может быть определена как линейная комбинация дробно-полиномиальных зависимостей (1):

$$\dot{I}_p = \frac{\dot{U}_k - \dot{U}_i}{\sqrt{3} \cdot \dot{Z}_p} = \frac{B_{0,p}^{(j)} + B_{1,p}^{(j)} \cdot Y_{\text{var}}}{1 + C^{(j)} \cdot Y_{\text{var}}}, \quad (4)$$

где $B_{0,p}^{(j)}, B_{1,p}^{(j)}$ – комплексные константы;

$\dot{Z}_p$ – комплексное сопротивление ветви p .

Исследование предложенных соотношений с использованием тестовых схем IEEE показало, что при воспроизведении зависимостей параметров режима ЭЭС от параметров FACTS-устройств погрешность их аппроксимации дробно-полиномиальными функциями не превышает 5 % [4], что приемлемо для рассматриваемых задач. Применение дробно-полиномиальных зависимостей может существенно упростить решение ряда обратных задач, связанных с оптимизацией параметров FACTS-устройств и другого сетевого оборудования или конфигурации ЭЭС [5, 6]. Дробно-полиномиальные функции непосредственно участвуют в записи целевой функции (критериев оптимизации), упрощая ее вычисление. Рассмотрим это их свойство подробнее для критерия минимума потерь активной мощности. Выражение для потерь ΔP активной мощности в ветвях ЭЭС в общем виде имеет вид:

$$\Delta P = \sum_{p=1}^{p=w} I_p^2 \cdot R_p, \quad (5)$$

где I_p, R_p – соответственно действующее значение эквивалентного тока (учитывающего изменения тока в сетевом элементе) и активное сопротивление ветви p ;
 w – число ветвей в ЭЭС.

Пусть в ЭЭС установлено FACTS-устройство с регулируемым параметром – проводимостью Y_{var} . Тогда с учетом (4) имеем:

$$\Delta P = \sum_{p=1}^{p=w} \left| \frac{B_{0,p}^{(j)} + B_{1,p}^{(j)} \cdot Y_{\text{var}}}{1 + C^{(j)} \cdot Y_{\text{var}}} \right|^2 \cdot R_p. \quad (6)$$

Все слагаемые в (6) имеют одинаковый знаменатель, поскольку константа $C^{(j)}$ зависит только от места расположения FACTS-устройства. Тогда (6) может быть сведено к виду:

$$\Delta P = \frac{D_{0,p}^{(j)} + D_{1,p}^{(j)} \cdot Y_{\text{var}} + D_{2,p}^{(j)} \cdot Y_{\text{var}}^2}{\left| 1 + C^{(j)} \cdot Y_{\text{var}} \right|^2}, \quad (7)$$

где $D_{0,p}^{(j)}, D_{1,p}^{(j)}, D_{2,p}^{(j)}$ – не зависящие от Y_{var} константы.

Выражение (7) представляет собой дробно-полиномиальную зависимость величины потерь активной мощности в сети от параметра FACTS-устройства Y_{var} . Зависимость (7) имеет всего четыре неизвестные константы, которые могут быть определены по результатам расчетов двух установившихся режимов с различным ненулевым значением Y_{var} . Компактная запись критерия допускает даже аналитическое решение задачи поиска минимума ΔP . Повторим, что (7) справедливо для произвольной ЭЭС с произвольным расположением FACTS-устройства.

Рассмотрим модель ОЭС Востока, включающую сеть 110–500 кВ, в режиме зимних максимальных нагрузок $\Delta P = 272$ МВт. Для данной ЭЭС последовательно в каждый узел устанавливалось FACTS-устройство с Y_{var} и минимизацией (7) находилось оптимальное значение $Y_{\text{var}} = Y_{\text{var}}^{(\text{opt})}$. Полученные результаты для наиболее перспективных вариантов установки FACTS-устройств, упорядоченные по возрастанию ΔP , представлены на рис. 1 (синяя кривая). По оси абсцисс отложены номера узлов установки FACTS-устройств, по оси ординат – снижение потерь в сети. Красная кривая отражает результаты поверочных расчетов, выполненных в ПК RastrWin при $Y_{\text{var}} = Y_{\text{var}}^{(\text{opt})}$. Таким образом, решена задача оптимального расположения FACTS-устройства по критерию минимума потерь. Среди наилучших мест размещения FACTS можно выделить район подстанции «Благовещенская» (узлы 463, 481, 477), подстанции «Хабаровская» (узел 388) и «Западная 110» (узел 97). Отметим, что затраты ресурса компьютера на поверочные расчеты были лишь вдвое меньше, чем затраты на решение оптимизационной задачи.

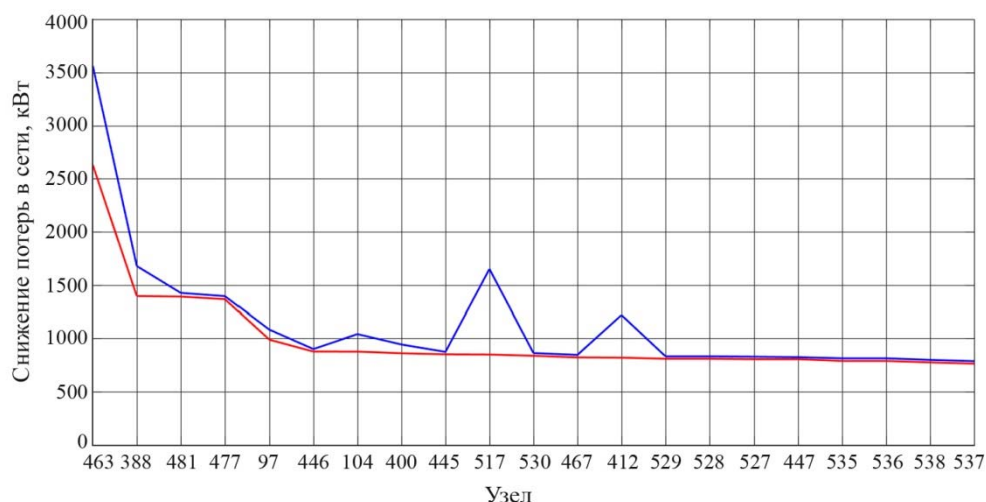


Рис. 1. Результаты оптимизации потерь активной мощности в ОЭС Востока

Зоны влияния FACTS-устройств

Рассмотренный подход к определению зависимостей параметров режима от параметров FACTS-устройства позволяет эффективно определять параметры FACTS-устройств, соответствующие заданным критериям оптимальности режима ЭЭС. При увеличении числа FACTS-устройств в ЭЭС дробно-полиномиальные функции будут приобретать более сложный вид. Современные вычислительные средства позволяют работать и с более сложными выражениями. Однако, при наличии в ЭЭС большого (более 6) числа FACTS-устройств определение их совокупного влияния на режим сети, а также оптимизация их параметров по тем или иным критериям могут быть упрощены введением в рассмотрение зон влияния FACTS-устройств [7].

Пусть в заданном узле (или ветви) ЭЭС установлено FACTS-устройство. Под зоной влияния данного FACTS-устройства будем понимать энергорайон (некоторое множество узлов и ветвей), в котором изменение параметра данного FACTS-устройства от минимального до максимального его значения приводит к изменению параметров режима. Другими словами, зона влияния FACTS-устройства – это часть ЭЭС, в которой данный элемент может влиять на режим сети. В крупной ЭЭС, имеющей сложную структуру, большое количество источников активной и реактивной мощности, установленные FACTS-устройства, как правило, имеют ограниченную зону влияния. Таким образом, учет зависимости параметров режима ЭЭС для всех узлов (ветвей) от параметра FACTS-устройства приводит к увеличению расчетов и к усложнению минимизируемого функционала, но не является необходимым, поскольку для узлов (ветвей), находящихся вне зоны влияния данного FACTS-устройства, эта зависимость отсутствует (пренебрежимо мала). Следовательно, количество аргументов дробно-полиномиальной функции для некоторого узла (ветви) определяется числом FACTS-устройств, в зоны влияния которых попадает данный узел (ветвь). Отметим также, что поскольку все параметры режима взаимосвязаны, то размер и расположение зоны влияния для конкретного FACTS-

устройства не зависит от того, какие именно параметры режима рассматриваются в задаче и участвуют в записи целевой функции.

Размер зоны влияния весьма существенно зависит от выбора места установки FACTS-устройств в ЭЭС. Для исследования свойств зон влияния FACTS-устройств для ОЭС Востока была построена матрица взаимных влияний узлов. Структура этой матрицы представлена на рис. 2. Каждая строка и столбец данной матрицы соответствуют определенному узлу ЭЭС, размерность матрицы равна числу узлов ЭЭС (для исследуемой ОЭС Востока – 544).

		Узлы ЭЭС ($U_i = \text{var}$)					
		1	2	...	i	...	544
Узел с шунтом $b_j = \text{var}$	1	$k_{1,1}$	$k_{1,2}$	...	$k_{1,i}$	...	$k_{1,544}$
	2	$k_{2,1}$	$k_{2,2}$	...	$k_{2,i}$	...	$k_{2,544}$
	...	...	...	...	...	...	...
	j	$k_{j,1}$	$k_{j,2}$	...	$k_{j,i}$	...	$k_{j,544}$
	...	...	...	...	...	...	...
	544	$k_{544,1}$	$k_{544,2}$	...	$k_{544,i}$	...	$k_{544,544}$

Рис. 2. Структура матрицы взаимных влияний узлов

Процесс построения матрицы взаимных влияний состоит в следующем. Последовательно в каждый узел ЭЭС устанавливается реактивный шунт переменной величины $b_j = \text{var}$ (который, в частности, может моделировать работу FACTS-устройства соответствующего типа), при этом для всех узлов ЭЭС определяются константы дробно-полиномиальной зависимости. Затем для каждого узла выполняется поиск максимального и минимального значения модуля напряжения, которое может быть обеспечено при изменении проводимости шунта в заданных пределах. Здесь используются дробно-полиномиальные зависимости (1), которые позволяют найти экстремальные значения аналитически, аналогично тому, как это делалось выше для минимизации потерь. После чего для каждого i -го узла при каждом j -м расположении шунта производится расчет коэффициентов влияния – элементов матрицы взаимных влияний узлов – в соответствии с выражением:

$$k_{j,i} = \frac{U_{i,\max}^j - U_{i,\min}^j}{U_{i,\text{ном}}},$$

где $U_{i,\max}^j, U_{i,\min}^j$ – соответственно максимальное и минимальное значения напряжения i -го узла, которые могут быть достигнуты при изменении величины шунта в узле j ;

$U_{i,\text{ном}}$ – номинальное напряжение i -го узла.

Построенная для ОЭС Востока матрица взаимных влияний узлов представлена на рис. 3. Значения элементов матрицы обозначены цветом в соответствии со шкалой. Проанализировав структуру матрицы, можно выделить ее важные свойства:

1. Матрица имеет большое число нулевых элементов, то есть является разреженной и, следовательно, FACTS-устройства имеют ограниченную зону влияния.

2. Матрица является симметрической, что свидетельствует о выполнении для исследуемой схемы принципа взаимности.

3. Важной особенностью является различное количество ненулевых элементов в различных строках матрицы. Это означает, что совокупная степень влияния у разных узлов различна, и зоны влияния FACTS-устройств зависят от мест их расположения.

4. Ключевой особенностью является наличие групп строк с одинаковыми по номерам ненулевыми элементами. Физический смысл таких строк матрицы взаимных влияний узлов заключается в том, что в рассматриваемой ЭЭС можно выделить группу узлов, которые имеют влияние друг на друга, но при этом не имеют влияния на остальные узлы ЭЭС. Это крайне важное свойство будет использовано в дальнейшем.

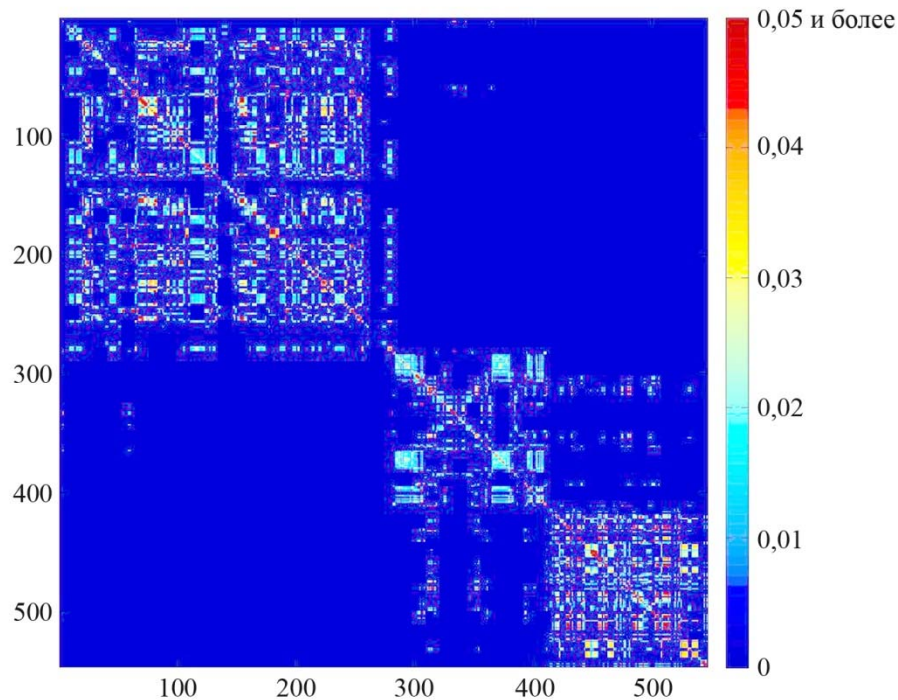


Рис. 3. Матрица взаимных влияний узлов ОЭС Востока

Зона влияния FACTS-устройства, установленного в узле j , определяется поиском ненулевых элементов в j -й строке матрицы взаимного влияния. В зону влияния данного FACTS-устройства войдут такие узлы i , для которых коэффициент взаимного влияния $k_{j,i}$ больше нуля.

Кластеризация сети

Управление потоками мощности с помощью одного FACTS-устройства возможно только в пределах энергорайона ЭЭС, названного выше зоной влияния FACTS-устройства. Для организации управления потоками мощности во всей ЭЭС может

потребуется установка большого количества управляющих элементов, так, чтобы их зоны влияния покрывали всю сеть. При этом, по экономическим соображениям требуемый эффект должен достигаться минимальным числом управляющих элементов, поскольку установка каждого такого устройства требует больших капитальных затрат. Поэтому решение задачи покрытия сети ЭЭС зонами влияния FACTS-устройств представляет значительный интерес. Решение данной задачи не является очевидным и представляет определенные сложности. Во-первых, из всего множества зон влияния, определенного для всевозможных вариантов расположения FACTS-устройств, необходимо выделить такой набор, который покрывает всю сеть. Во-вторых, этот набор должен быть минимальным. Математическая формулировка задачи может быть записана в виде:

$$\left. \begin{aligned} \min_k \mathbf{M}_k; \\ \Psi^k = \{\psi_1^k, \psi_2^k, \dots, \psi_{\mathbf{M}_k}^k\}, \psi_1^k \cup \psi_2^k \cup \dots \cup \psi_{\mathbf{M}_k}^k = G; \\ \psi_q^k \cap \psi_p^k = \emptyset \text{ при } q \neq p, \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

где G – множество узлов рассматриваемой ЭЭС,

Ψ^k – разбиение множества G на подмножества узлов $\psi_1^k, \psi_2^k, \dots, \psi_{\mathbf{M}_k}^k$, входящих в 1, 2, ... $\mathbf{M}_k$ зону влияния FACTS-устройства соответственно.

В данном случае выбор наилучших по величине зоны влияния вариантов установки FACTS-устройств не дает требуемого результата, поскольку, установленные в выбранные таким образом узлы сети FACTS-устройства могут дублировать зоны влияния друг друга, не обеспечивая при этом покрытия всей сети.

Для решения поставленной задачи воспользуемся свойствами зон влияния, указанными выше. Отмечалось, что в ЭЭС присутствуют группы узлов, имеющих влияние друг на друга, но не имеющих его на остальные узлы. Фактически это означает, что FACTS-устройство, установленное в любой из узлов данной группы, будет иметь зону влияния, в которую войдут все узлы данной группы, а остальные узлы ЭЭС останутся вне ее. Такую группу узлов назовем кластером. Покажем, что разбиение схемы рассматриваемой ЭЭС на кластеры и будет являться решением (8). Каждый кластер ЭЭС будет являться зоной влияния единственного установленного в нем FACTS-устройства. Установка в одном кластере более одного FACTS-устройства с точки зрения оптимального покрытия смысла не имеет, поскольку второе FACTS-устройство в кластере будет иметь ту же зону влияния, что и первое. При этом в одном кластере могут находиться несколько FACTS-устройств разного типа, которые выполняют различные функции. Таким образом, минимальное число FACTS-устройств, необходимых для покрытия сети, равно числу кластеров в ЭЭС. Разбиение схемы на кластеры также упрощает дальнейшие расчеты. Например, при вычислении потока мощности в некоторой ветви с помощью дробно-полиномиальной функции достаточно учесть зависимость только от тех FACTS-устройств, которые находятся в данном кластере.

Для решения задачи кластеризации в рамках настоящей работы предложено воспользоваться алгоритмом минимальной степени, который выполняет упорядо-

чение узлов ЭЭС в соответствии со степенью их взаимного влияния. В результате узлы рассматриваемой ЭЭС будут пронумерованы в порядке их включения в различные кластеры. Подробно алгоритм минимальной степени и его модификации описаны в [8]. Матрица взаимных влияний узлов для ОЭС Востока после их упорядочения с использованием алгоритма минимальной степени представлена на рис. 4. На данном рисунке видно, что применение алгоритма минимальной степени свело матрицу взаимных влияний к виду, близкому к блочно-диагональному. Каждый диагональный блок данной матрицы соответствует группе узлов, имеющих взаимное влияние, то есть одному кластеру. Как видно на рис. 4, идеальной кластеризации добиться не удалось, присутствуют узлы, которые попадают одновременно в несколько кластеров. Однако учет таких узлов с точки зрения разработанного подхода к определению зависимостей параметров режима от параметров FACTS-устройств сложности не представляет.

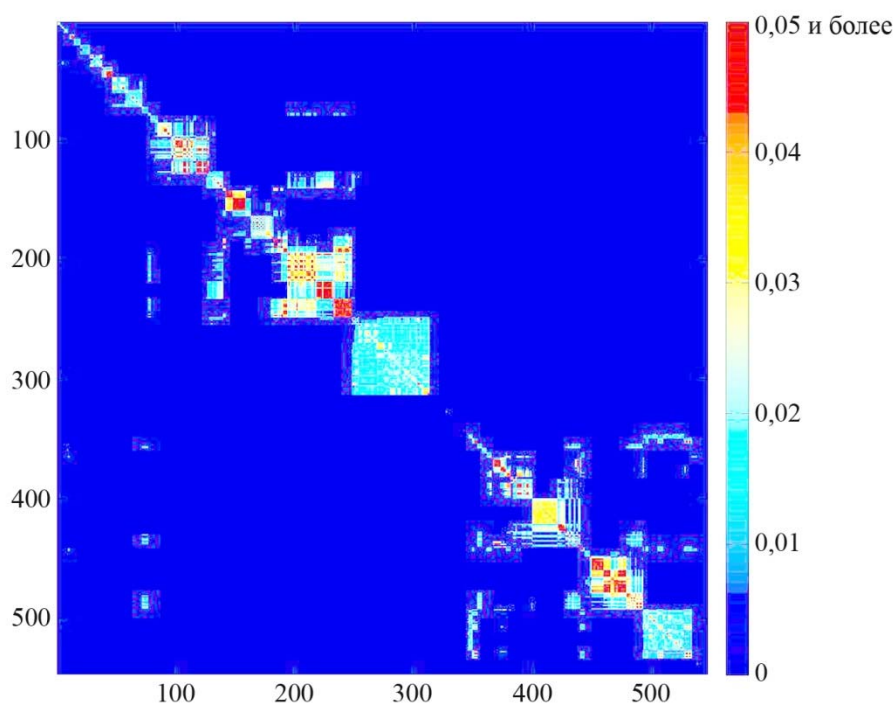


Рис. 4. Матрица взаимных влияний узлов ОЭС Востока после упорядочения узлов и выделения кластеров

Общее количество кластеров для рассматриваемой ЭЭС равно шестнадцати. Соответственно, для организации управления потоками мощности во всей ЭЭС необходимо установить как минимум шестнадцать FACTS-устройств, по одному в каждом кластере. При этом возможна установка и большего числа устройств, если на них будут возложены различные функции. Главным преимуществом предложенного подхода является возможность организации независимого управления FACTS-устройствами, находящимися в разных кластерах, и, соответственно, независимого управления потоками мощности внутри каждого кластера.

Оптимизация режимов ОЭС Востока с использованием FACTS-устройств

Тестирование предложенных подходов к определению зависимостей параметров режима от параметров FACTS-устройств, определению их зон влияния и кластеризации сети показало эффективность их применения для решения ряда практических задач, в том числе для крупных энергосистем [9]. С использованием предложенной методики и полученных результатов для ОЭС Востока решена задача поиска наилучших мест установки управляемых устройств поперечной компенсации мощностью ± 50 Мвар по критерию минимизации потерь активной мощности. Выбранные в результате решения данной задачи места установки рассматриваемых устройств с указанием достигнутого в соответствии с заданным критерием эффекта приведены в табл. 1. В первом столбце указаны названия подстанций, на которых рассматривается установка FACTS-устройств, во втором столбце приведена величина, на которую снижаются потери в ЭЭС при установке в указанный узел FACTS-устройства с учетом оптимального выбора его параметров. Всего было выбрано шесть мест установки в шестнадцати кластерах. Это означает, что в шести кластерах предложено установить рассматриваемые устройства, в остальных десяти их установка по заданному критерию (минимум потерь) не приносит значимого эффекта и не является целесообразной.

Таблица 1

Наилучшие места установки FACTS по критерию минимума потерь

Узел с FACTS	Снижение потерь мощности, кВт
Куруктачи	656
Находка	589
Западная 110	992
Благовещенская	2632
Лопча	715
Хабаровская	1398

Применение дробно-полиномиальных зависимостей позволило существенно ускорить получение описанного выше решения. Для каждого варианта установки выполнялось всего два расчета режима ЭЭС – для определения констант дробно-полиномиальной зависимости потерь мощности от параметра FACTS-устройства. Затем выполнялся поиск минимума данной зависимости по известным градиентным алгоритмам. Выполненная кластеризация сети также позволила ограничить объем расчетов и выполнять минимизацию потерь для каждого кластера отдельно. Для решения данной задачи классическим методом для каждого варианта установки FACTS-устройства потребовалось бы выполнить перебор всех возможных значений его параметра и расчет потерь мощности для каждого из них. Для крупных ЭЭС решение подобных задач перебором практически невозможно даже с использованием современных мощных вычислительных машин.

В результате решения рассмотренной задачи потери мощности в ОЭС Востока были снижены суммарно на 6 982 кВт. Указанный эффект был достигнут установкой в данной ОЭС шести управляемых устройств поперечной компенсации, мощностью по ± 50 Мвар каждое. Полученные результаты были подтверждены контрольными расчетами режимов в специализированном ПК RastrWin.

Заключение

Предложен новый подход к решению задач, связанных с управлением и оптимизацией режимов ЭЭС с использованием управляемых компенсирующих устройств. Данный подход предлагает использование для определения зависимостей различных параметров режима ЭЭС от параметров FACTS-устройств дробно-полиномиальных функций, которые являются следствиями билинейной теоремы. В работе получены следующие результаты:

1. Применение дробно-полиномиальных зависимостей оптимизирует оценку различных параметров режима ЭЭС, что позволяет существенно повысить эффективность решения ряда обратных задач [10], связанных с выбором параметров оборудования FACTS-устройств или оптимизацией конфигурации ЭЭС, а также некоторых других задач, характеризующихся высокой вычислительной трудоемкостью [11, 12].

2. Для организации управления ЭЭС с большим количеством управляющих элементов введено понятие зон влияния FACTS-устройств и предложен способ их определения.

3. На основе анализа основных свойств зон влияния предложен подход к разбиению ЭЭС на кластеры, внутри которых возможно независимое управление потоками мощности и оптимизация режима ЭЭС.

4. Эффективность применения данного метода показана на примере тестовой задачи. Проведенные теоретические исследования позволили формализовать ход решения и получить результаты, существенно уменьшив затраты времени и объемы расчетов.

Список литературы

1. Схема и программа развития Единой энергетической системы России на период 2015–2021 гг. Проект. 2015.
2. Gyugyi Laszlo, Hingorani Narain G. Understanding FACTS. Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems. – New York. 2006. 353 с.
3. Гехер К. Теория чувствительности и допусков электронных цепей. – М.: Сов. радио, 2008. 315 с.
4. Беляев Н. А., Коровкин Н. В., Чудный В. С. Математическое описание влияния управляемых сетевых устройств на режим электроэнергетических систем // Электричество. 2014. № 2. С.18–24.
5. Беляев Н. А., Коровкин Н. В., Фролов О. В., Чудный В. С. Оптимизация перетоков мощности в перспективных схемах Ленинградской энергосистемы // Известия НИИ постоянного тока. 2011. №65. – С. 89–102.

6. Беляев Н. А., Коровкин Н. В., Фролов О. В., Чудный В. С. Исследование методов оптимизации режимов работы энергосистем // Электротехника. 2013. № 2. С. 21–28.
7. Беляев Н. А., Коровкин Н. В., Фролов О. В., Чудный В. С. Оптимизация размещения активно-адаптивных устройств в электроэнергетических системах // Электричество. 2014. № 10. С. 4–11.
8. Джордж А., Лю Дж. Численное решение больших разреженных систем уравнений. – М.: Мир, 1984. 334 с.
9. Belyaev N. A., Korovkin N. V., Frolov O. V., Chudny V. S. Clustering of electric network for effective management of Smart grid. 2014 International Symposium on Industrial Electronics. 1–4 June 2014. Istanbul, Turkey. pp. 1987–1990.
10. Korovkin N. V., Chechurin V. L., Hayakawa M. Inverse problems in electric circuits and electromagnetic. – USA, Springer, 2006. 331 p.
11. Беляев Н. А., Егоров А. Е., Коровкин Н. В., Чудный В. С. Исследование методов расчета балансовой надежности // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2014. № 2 (71). С. 57–77.
12. Коровкин Н. В., Фролов О. В., Лисицын А. А., Язенин Р. А. Методика определения зависимостей параметров установившегося режима энергосистемы от потенциальных управляющих воздействий // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2012. № 2 (67). С. 26–33.

Беляев Николай Александрович, аспирант кафедры «Электрические системы и сети» ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого».

E-mail: Belyaev.NA@yandex.ru

Коровкин Николай Владимирович, д-р техн. наук, профессор, научный сотрудник отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: nikolay.korovkin@gmail.com

Фролов Олег Валерьевич, канд. техн. наук, генеральный директор Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ntc@ntcees.ru

Чудный Владимир Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, старший научный сотрудник отдела проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»), доцент кафедры «Электрические системы и сети» ФГАОУ ВО «Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого».

E-mail: chudnyvs@yandex.ru

УДК 621.311

А. С. Герасимов, О. В. Гуриков, Е. Н. Кудрявцев, Н. А. Кудрявцев,
Р. В. Сибиряков, С. В. Шавловский

Применение накопителей энергии с использованием литий-ионных аккумуляторных батарей в системах оперативного постоянного тока

Рассмотрены варианты разработанных схемотехнических решений для системы оперативного постоянного тока электрических подстанций и станций на основе литий-ионной аккумуляторной батареи. Проведен сравнительный анализ режимов по напряжению на нагрузке при использовании кислотно-свинцовых или литий-ионных аккумуляторов, предложены меры по обеспечению этих режимов. Предложены способы по ограничению сверхтоков. Проведен анализ целесообразности установки литиевых батарей в сравнении со свинцовыми АКБ.

Ключевые слова: оперативный постоянный ток, схема электрическая, структура системы постоянного оперативного тока, режимы по напряжению, зарядное устройство, разрядная характеристика батареи, свинцово-кислотная батарея, литий-ионный аккумулятор.

На сегодняшний день документом, определяющим требования к системам оперативного постоянного тока на вновь вводимых и реконструируемых подстанциях переменного электрического тока, является стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС» «Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования» (далее – СТО) [1]. В СТО в качестве стандартного источника электроэнергии постоянного тока рассматриваются свинцово-кислотные аккумуляторы. Такой тип аккумуляторов за более чем 100-летнюю историю применения заслужил репутацию надежного устройства, и на сегодняшний день является одним из самых дешевых накопителей энергии. Свинцово-кислотные аккумуляторы находят свое основное применение в автомобилестроении и в стационарных источниках питания. В то же время, технология производства свинцово-кислотных аккумуляторов достигла своего пика, и ее дальнейшее развитие происходит крайне медленно.

На протяжении уже более чем трех десятилетий, с высокой скоростью происходит развитие аккумуляторов иного типа. Основанные на химии лития, также известные как литий-ионные, такие аккумуляторы по параметрам безопасности быстро сравнялись с кислотно-свинцовыми батареями, а по удельной энергоемкости ушли далеко вперед. Литий-ионные аккумуляторные батареи являются универсальными источниками энергии. В течение последних лет в мире наблюдается рост использования литий-ионных батарей не только в компактных устройствах, но и в качестве стационарных источников в энергетике и промышленности. Использование литий-ионных батарей в качестве источников электроэнергии для сетей оперативного постоянного тока подстанций представляется перспективным и выгодным решением. Однако применение литий-ионных аккумуляторов имеет свои особенности, оказывающие влияние на режимы работы систем оперативного постоянного тока.

Система оперативного постоянного тока (СОПТ) имеет трехуровневую структуру. На рис. 1 представлена упрощенная схема с одной аккумуляторной батареей (АКБ) и двумя зарядными устройствами (ЗУ).

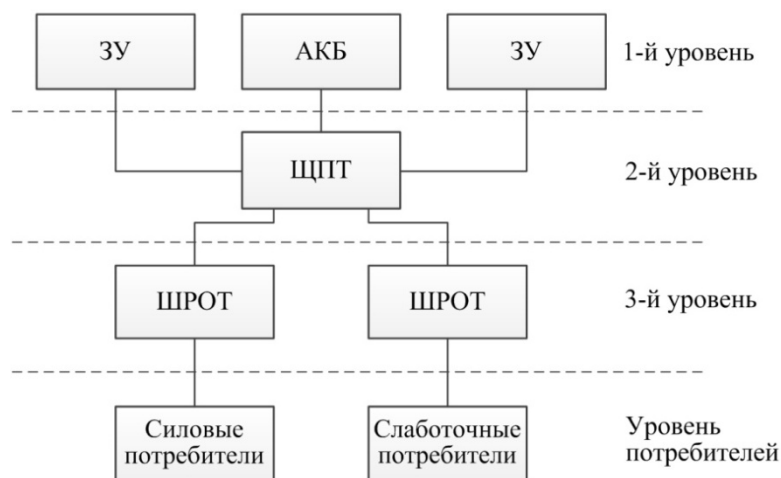


Рис. 1. Структура системы оперативного постоянного тока

На первом уровне находятся источники питания – зарядные устройства и аккумуляторные батареи. На втором – щиты постоянного тока (ЩПТ), на третьем – шкафы распределения оперативного постоянного тока (ШРОТ). Четвертый уровень – условный. Это уровень потребителей.

В соответствии с СТО система оперативного постоянного тока состоит из одной АКБ, одного ЩПТ и двух ЗУ, либо из двух АКБ, двух ЩПТ и четырех ЗУ, по два на каждую АКБ. На каждую АКБ приходится свой щит постоянного тока.

Замена химического источника питания с одного типа на другой не должна повлиять на компоновку СОПТ и режимы работы потребителей. Независимо от типа аккумуляторного источника питания, требования СТО к СОПТ остаются неизменными в тех частях, которые касаются компоновки, режима работы и состава потребителей. Пересмотру и изменению могут быть подвергнуты требования собственно к аккумуляторным батареям, зарядным устройствам, к защите от сверхтоков и размещению аккумуляторных батарей.

Нагрузку сети оперативного постоянного тока условно можно разделить на силовую и слаботочную (табл. 1). Понятия «силовой» и «слаботочный» являются относительными и определяются токами нагрузок в долях от продолжительного (номинального) или кратковременного (максимального) тока разряда, который способна обеспечить аккумуляторная батарея.

Анализ состава потребителей в табл. 1 показывает, что вся силовая нагрузка является электромеханической. Приводы высоковольтных выключателей являются основной толчковой нагрузкой, кратковременно потребляющей большие токи. Так, в случае пружинного привода большой ток появляется при пуске электродвигателя, взводящего посредством червячной передачи пружину. При использовании воздушных выключателей также потребляется большой пусковой ток при старте электродвигателя компрессора. Наконец, электромагнитные приводы относятся к приводам прямого действия. Энергия потребляется от источника большой мощности постоянного тока. Соленоиды таких приводов в момент старта потребляют значительные токи для создания необходимой силы трогания сердечника электромагнита и перемещения ножей выключателя. В таких выключателях используются

два электромагнита: один для включения, другой для отключения. Преимущества такого привода состоят в простоте и быстродействии, а недостаток – в большом потребляемом токе (десятки ампер).

Таблица 1

Силовые и слаботочные потребители в СОПТ

Силовые потребители	Слаботочные потребители
1) приводы высоковольтных выключателей; 2) приводы автоматических вводных и секционных выключателей щитов собственных нужд (ЩСН) напряжением 0,4 кВ; 3) резервное питание: батарей, ОПУ, релейного щита, ЗРУ, насосных, камер задвижек пожаротушения	1) устройства РЗА; 2) устройства управления высоковольтными коммутационными аппаратами; 3) устройства связи и коммуникации РЗА; 4) устройства нижнего и среднего уровня АСУ ТП; 5) устройства сбора информации для АСУ ТП и ССПИ; 6) устройства сигнализации; 7) резервное питание: АСУ ТП, светильников аварийного освещения, помещений аккумуляторной

Для применения в системах оперативного постоянного тока наиболее подходящими из семейства литий-ионных аккумуляторов являются литий-железо-фосфатные (LiFePO_4) аккумуляторы. Такой тип аккумуляторов способен отдавать большие токи и обладает малым внутренним сопротивлением. Среднее разрядное напряжение одного элемента составляет 3,2 В. В полностью заряженном состоянии оно равно 3,6 В (у свинцово кислотных элементов эти цифры равно 2 и 2,2 В соответственно). Большая разница между максимальным и рабочим напряжением литий-ионной электрохимической системы не является недостатком при конструировании СОПТ.

Рассмотрим литий-ионную аккумуляторную батарею, состоящую из 70 последовательно соединенных аккумуляторов емкостью 150 А·ч. На рис. 2 представлен график разрядной кривой такой АКБ при разряде токами 15–150 А.

Хорошо видно, что в основное время работы аккумулятора напряжение находится на уровне 210–230 В, что укладывается в допустимое в нормальном режиме

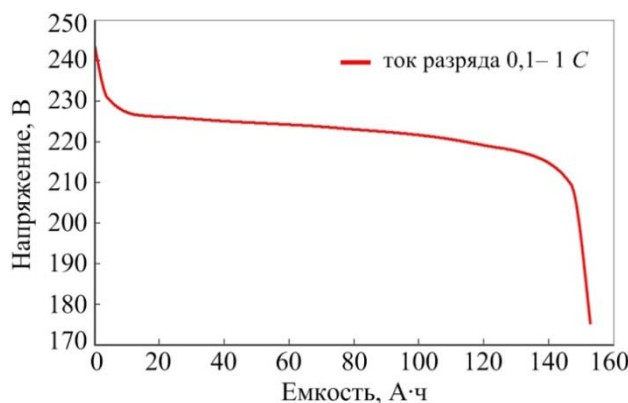


Рис. 2. График разрядной кривой литиевого АКБ для СОПТ

отклонение $\pm 5\%$. С точки зрения режима работы по напряжению на клеммах электроприемников интерес представляют начальная и конечная части разрядной кривой, где наблюдается его резкое изменение. Следует отметить, что максимальное напряжение 252 В, с одной стороны, не является проблемой для силовых потребителей, таких как электромагнитные приводы выключателей, так как позволяет компенсировать падение напряжения при протекании больших токов приводов. С другой стороны, такое высокое напряжение может быть опасно для чувствительных к уровню напряжения потребителей.

Задачу по обеспечению требуемого уровня напряжения у потребителей можно решить двумя способами. Первый состоит в неполном заряде АКБ до напряжения 238 В (3,4 В на один аккумулятор). Очевидно, такой способ приведет к формальному соблюдению требований СТО и даже к увеличению количества циклов заряда-разряда, однако АКБ будет недоиспользована. Более целесообразным видится применение *DC/DC* преобразователей, которые, при входном напряжении 180–340 В, на выходе обеспечивают 220 В. Необходимые преобразователи производятся различными фирмами, как за рубежом, так и в России. Установка таких преобразователей должна быть осуществлена в точке подключения групповых слаботочных потребителей, чувствительных к уровням напряжения (правая часть табл. 1). В результате, будет обеспечена надежность работы РЗА, ПА, АСУТП. Силовые же потребители остаются подключенными к АКБ напрямую.

Другая проблема, возникающая при применении в СОПТ литий-ионных АКБ, связана с повышением уровня токов короткого замыкания из-за малого внутреннего сопротивления аккумуляторов (табл. 2).

Таблица 2

Сравнительные характеристики АКБ

Тип элемента	С10, А·ч	Размеры, В×Д×Ш, мм	Масса, кг	U, В	R _{вн} , мОм	I _{кз} , кА	V, м ³
«Ригель» 4s1p (LiFePO ₄)	150	315×270×125	19,6	12	1,2	10	0,011
«Varta» bloc 12V149	155	277×553×176	65,5	12	2,7	4,4	0,027
«PowerSafe» 12V155FS	155	283×561×125	48,5	12	3,3	3,7	0,020
«Exide» NXT 12-150	135	240×557×172	50,2	12	6	2	0,023

Из табл. 2 следует, что ток короткого замыкания на зажимах литий-ионной АКБ может более чем в 2 раза превышать ток КЗ свинцово-кислотной батареи. В соответствии с трехуровневой структурой СОПТ, защита АКБ от короткого замыкания на его выводах относится к первому уровню. На этом уровне СТО (п. 10.2) рекомендует применять плавкие вставки: на верхних уровнях должны применяться комбинированные коммутационно-защитные аппараты с плавкими предохранителями. Такое требование по применению именно предохранителей на выводах аккумулятора объясняется высокой надежностью и отключающей способностью плавких вставок. При этом можно отметить, что необходимость пересмотра средств и методов защиты от сверхтоков в сетях СОПТ отсутствует до того момента, когда ток короткого замыкания не превзойдет ток отключения плавких вставок – 50 кА, что значительно превышает ток короткого замыкания на выводах литий-ионной

батареи. Превышение значения тока КЗ свыше 50 кА может произойти, например, при увеличении емкости АКБ до значений выше 600 А·ч. При этом ток короткого замыкания достигнет 45 кА. До достижения емкости батареи 600 А·ч, независимо от типа батарей, кислотнo-свинцовых или литий-ионных, для первого уровня могут быть использованы одинаковые отключающие аппараты.

Защиту второго уровня рекомендуется выполнять в виде комбинированных приборов, сочетающих в себе функции автоматических выключателей и плавких вставок. Эти приборы называют рядовыми предохранительными разъединителями нагрузки. Непосредственно перед потребителями устанавливаются автоматические выключатели постоянного тока.

При малой требуемой энергоемкости сборки АКБ (50–100 А·ч) возможно изготовление шкафа оперативного постоянного тока. Принципиальная схема такого шкафа приведена на рис. 3. В единый шкаф интегрированы литий-ионные аккумуляторные батареи (на рисунке обозначены как АБ) а также их система управления (BMS), вспомогательные шины ввода $\pm I$ и $\pm II$, зарядные устройства ЗУ1 и ЗУ2, ячейки ввода переменного и постоянного тока, и ячейка ввода резервного питания.

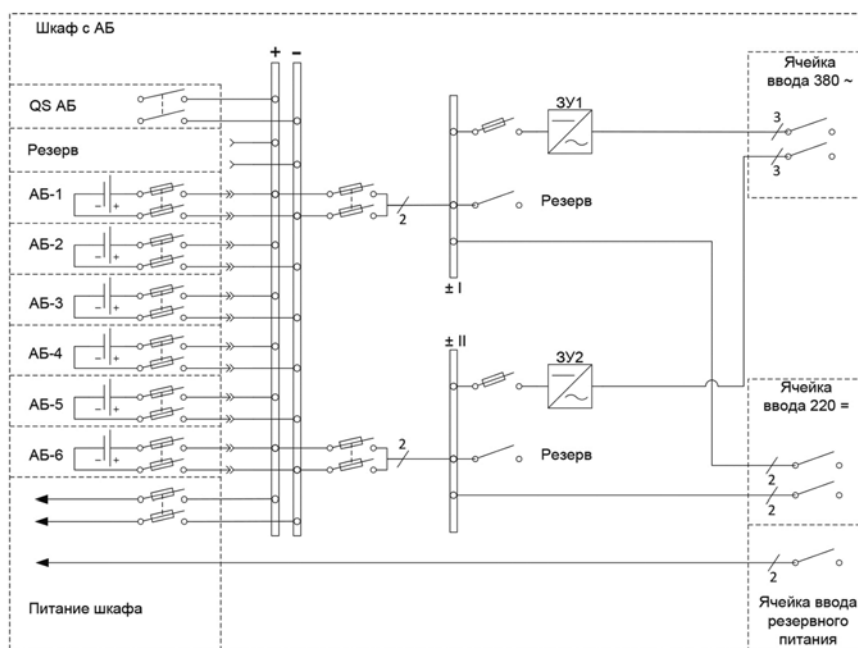


Рис. 3. Схема электрическая принципиальная шкафа, включающего в себя АКБ, шины ввода и ЗУ

Возможные схемы СОПТ с использованием литий-ионных аккумуляторных батарей рассмотрены на основе схемы электрической однолинейной для ПС напряжением 35 кВ и ПС 110 кВ с менее чем тремя выключателями в распределительном устройстве высшего напряжения и двумя ЗУ. На рис. 4 приведен один из вариантов. Предлагаемая схема полностью повторяет схему из СТО с применением свинцово-кислотных батарей за исключением самих батарей, способа их соединения и способа подключения к шинам питания собственных нужд.

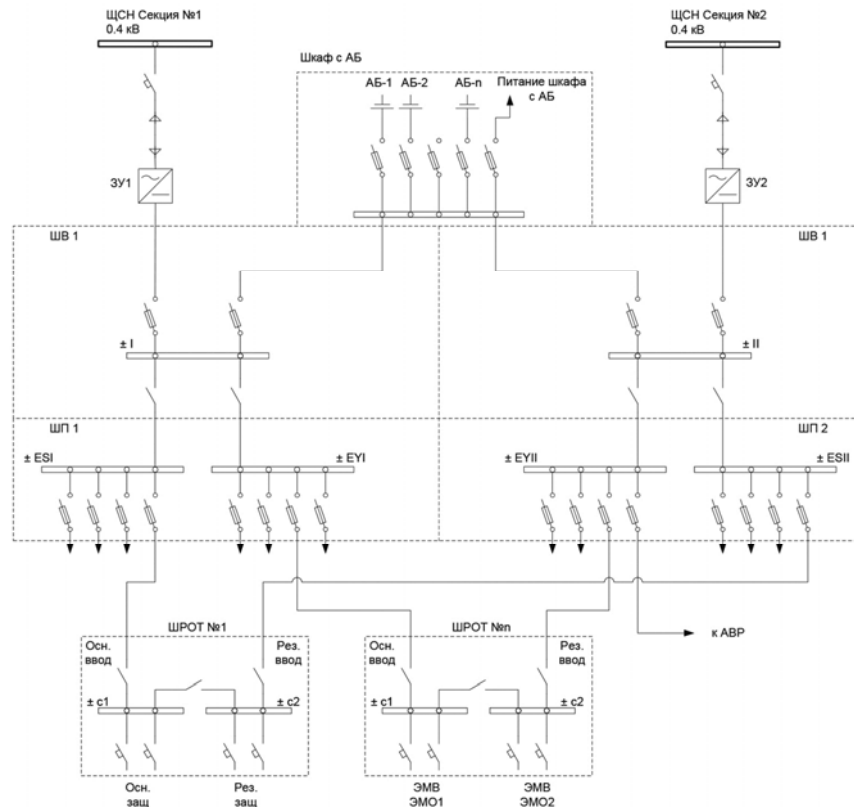


Рис. 4. Схема электрическая однолинейная СОПТ для ПС 35 кВ и остальных ПС 110 кВ с питанием потребителей от секций шин EY, ES и двумя ЗУ.
Вариант 1 применения Li-Ion АКБ

В зависимости от требуемой емкости сборки АКБ, возможна различная реализация данной схемы. При малых требуемых емкостях – на основе использования шкафа оперативного постоянного тока. При больших требуемых емкостях – изготовление шкафа с АКБ как отдельной единицы оборудования. При этом возможно использование остального оборудования от других производителей, при условии совместимости ЗУ с литий-ионными АКБ.

Внутреннее сопротивление литий-ионных батарей является достаточно низким, что приводит к высоким уровням токов короткого замыкания. Рассчитано, что при металлических коротких замыканиях на шинах АКБ емкостью 150 А·ч возникают токи порядка 11 кА. При этом отключающая способность предохранителей составляет 50 кА, а автоматических выключателей постоянного тока у ряда производителей – 10 кА. Как правило, шины имеют ток динамической стойкости и термической стойкости не менее 50 кА. Таким образом, при емкости литий-ионной АКБ в 150 А·ч, возможно лишь превышение величины требуемого сечения кабелей по условию стойкости току КЗ над величиной сечения кабелей по максимальному длительному току.

Помимо этого, существует уже упомянутая проблема напряжения заряда батарей, связанная с зарядной характеристикой литий-ионных батарей. Принципиально, для полного использования ресурсов аккумуляторных батарей с количеством по-

следовательных элементов 70, максимальное напряжение заряда составляет 262,5 В, а минимальное напряжение при разряде составляет 168 В. При этом допустимые напряжения с учетом падения в подводящих кабелях на конечных электроприемниках составляют $-15 \dots +10 \%$ от номинального или 187...242 В. Таким образом, по условию обеспечения качества напряжения на электроприемниках, невозможно выполнить полный разряд и полный заряд АКБ, что приводит к недоиспользованию оборудования. Оценка недоиспользования емкости батареи по разрядной характеристике дает величину около 5 % от расчетной емкости.

При дальнейшем увеличении емкости АКБ возникнет превышение током КЗ отключающей способности автоматических выключателей, либо отключающей способности предохранителей и (или) тока термической стойкости шин (при возникновении КЗ вблизи АКБ). Таким образом, величина емкости аккумуляторной батареи будет ограничиваться величинами токов КЗ и ограничение будет зависеть от конкретных условий.

Для снятия ограничений на емкость АКБ возможно использование преобразовательных устройств постоянного тока. На рис. 5 приведен вариант, в котором используются преобразователи постоянного тока П1 и П2, подключенные между шинами ввода $\pm I$ и $\pm II$ и шинами сборки АКБ.

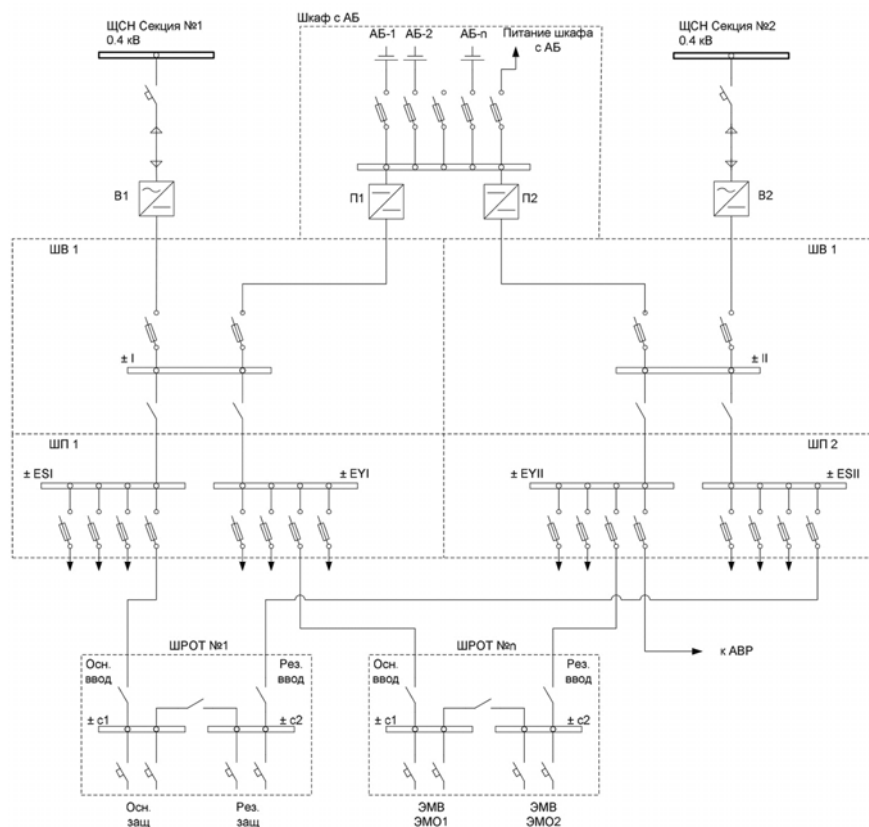


Рис. 5. Схема электрическая однолинейная СОПТ для ПС 35 кВ и остальных ПС 110 кВ с питанием потребителей от секций шин ЕУ, ЕС и двумя ЗУ.
Вариант 2 применения Li-Ion АКБ

В данной схеме вместо зарядных устройств используются обычные выпрямительные устройства В1 и В2, а функция заряда батарей возлагается на преобразователи П1 и П2. Выдаваемый ток каждого из преобразователей П1 и П2 должен быть не менее суммы токов постоянной нагрузки, аварийной нагрузки и кратковременной нагрузки. В этом случае при возникновении КЗ в точках за П1 и П2 данные преобразователи выйдут на режим ограничения и будут выдавать ток, близкий к номинальному. Тогда величины токов при КЗ, возникающих ниже шин ввода, будут определяться суммарной мощностью П1, П2, В1, В2.

Предварительная оценка показала, что величины токов при КЗ у конечных потребителей будут соизмеримыми с токами нагрузки. Это приведет к значительному снижению чувствительности защитных аппаратов, что в некоторых случаях может потребовать дополнительных проектных решений. В приведенной схеме емкость АКБ будет ограничиваться отключающей способностью предохранителей АКБ и (или) термической стойкостью шин подключения АКБ.

Функция заряда батарей возложена на преобразователи П1 и П2, что позволяет полностью использовать емкость батарей в циклах разряда-заряда при сохранении напряжения на конечных электроприемниках близким к номинальному.

На рис. 6 приведен вариант схемы СОПТ, в котором используются преобразователи постоянного тока П, подключенные непосредственно к каждой из АКБ.

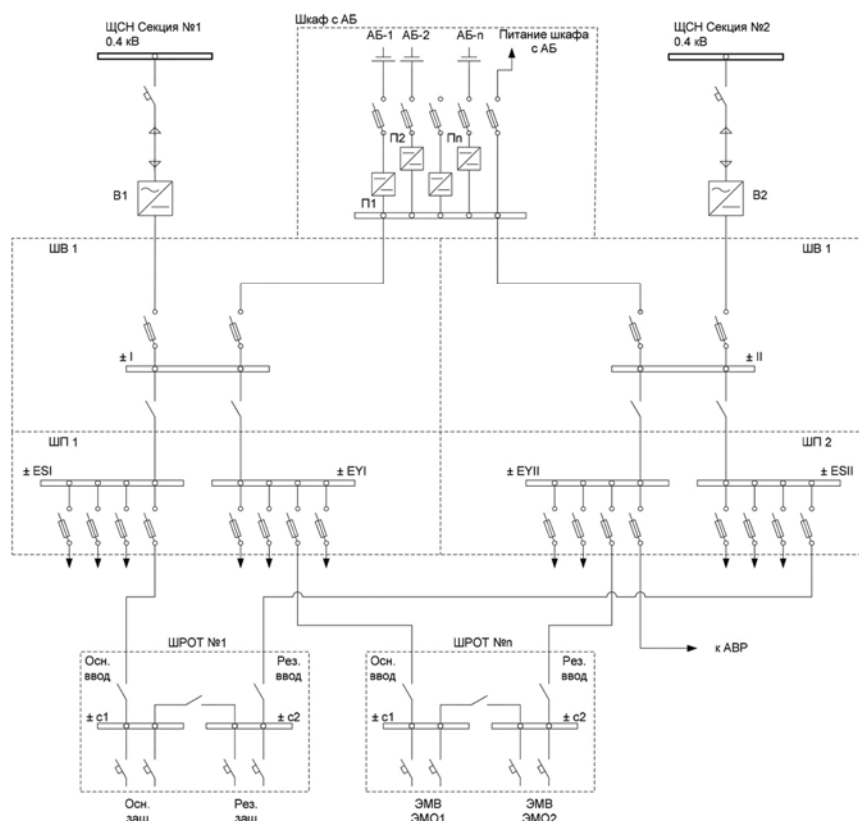


Рис. 6. Схема электрическая однолинейная СОПТ для ПС 35 кВ и остальных ПС 110 кВ с питанием потребителей от секций шин ЕУ, ЕС и двумя ЗУ.
Вариант 3 применения Li-Ion АКБ

В этом случае суммарный выдаваемый ток всех преобразователей должен выбираться таким образом, чтобы он был не менее суммы токов постоянной нагрузки, аварийной нагрузки и кратковременной нагрузки с учетом вывода из работы одной АКБ. Функции заряда АКБ также возлагаются на преобразователи П. В данной схеме емкость АКБ ограничивается только конструктивными решениями и размером помещения. Несмотря на это, проблема чувствительности защит требует более детального рассмотрения.

На рис. 7 приведен вариант схемы СОПТ, в котором используются преобразователи постоянного тока П1, П2, П3, П4, подключенные перед шинами питания ШП1 и ШП2. В этой схеме преобразователи выполняют функцию стабилизаторов напряжения на конечных потребителях и ограничения токов короткого замыкания отдельно по каждому шинам питания. В данной схеме выдаваемый преобразователями ток выбирается из условия обеспечения питания каждой из групп электроприемников отдельно. Данный вариант может в некоторых случаях решить проблему снижения чувствительности защит. Помимо этого, развязка шин питания приведет к тому, что КЗ на произвольном электроприемнике приведет к снижению напряжения только на шинах, питающих этот электроприемник, что значительно повышает общую надежность системы.

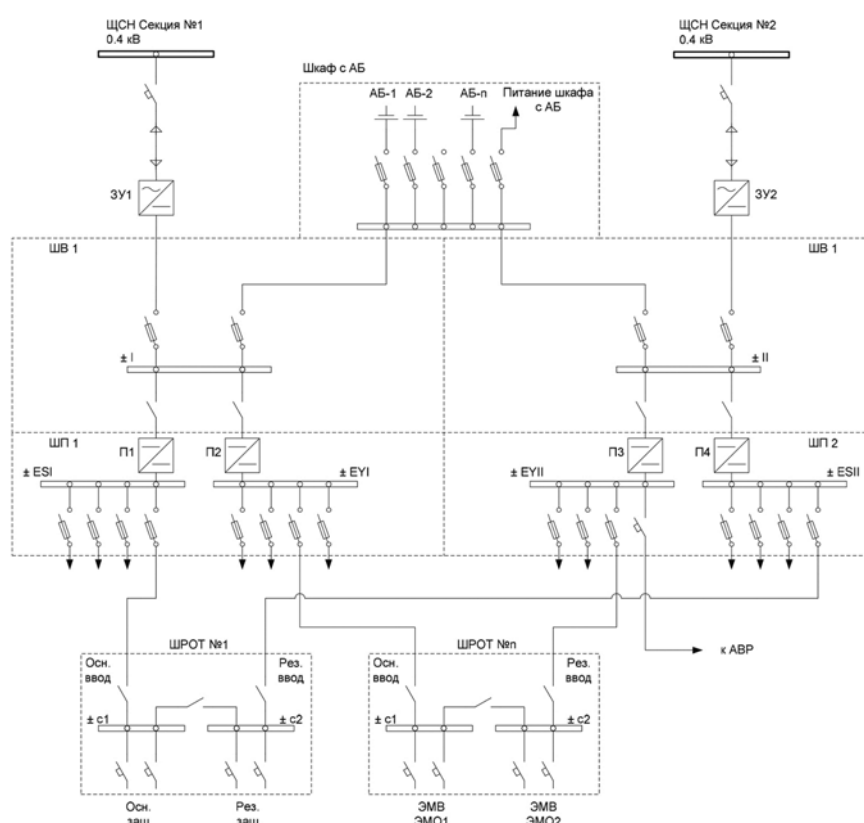


Рис. 7. Схема электрическая однолинейная СОПТ для ПС 35 кВ и остальных ПС 110 кВ с питанием потребителей от секций шин EY, ES и двумя ЗУ.
Вариант 4 применения Li-Ion АКБ

На рис. 8 приведен вариант, в котором используются преобразователи постоянного тока П1 и П2, подключенные перед шинами питания ES I и ES II. В этой схеме преобразователи выполняют функцию стабилизаторов напряжения на конечных потребителях, требовательных качеству напряжения, и ограничения токов КЗ, возникающих у данных потребителей.

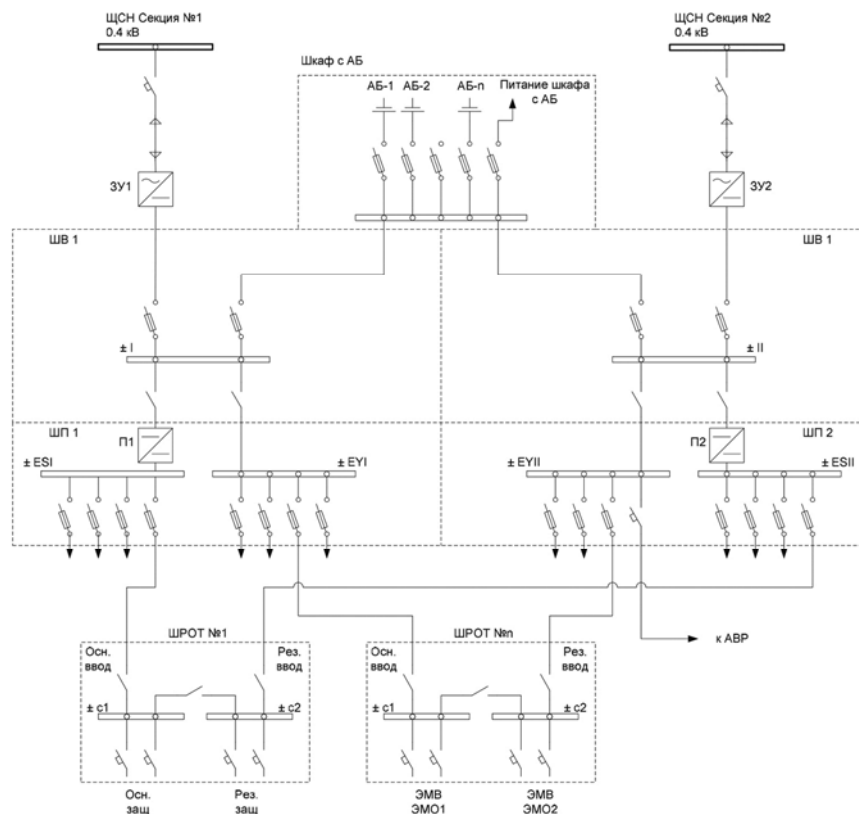


Рис. 8. Схема электрическая однолинейная СОПТ для ПС 35 кВ и остальных ПС 110 кВ с питанием потребителей от секций шин ЕУ, ES и двумя ЗУ.
Вариант 5 применения Li-Ion АКБ

Таким образом, показано, что применение литий-ионной АКБ, в целом, усложнит СОПТ и потребует для обеспечения правильного режима напряжения у потребителей подключения *DC*-преобразователей, установленных в тех или иных местах схемы – перед шинами с групповыми слаботочными потребителями (после шин $\pm I$ и $\pm II$), или непосредственно перед чувствительными к напряжению электроприемниками. Однако такое усложнение компенсируется серьезными энергетическими и эксплуатационными преимуществами литий-ионных АКБ, таких как: высокое количество циклов, высокие отдаваемые токи, высокая удельная емкость, необслуживаемость и др.

В заключение, рассмотрим, каким образом применение литий-ионной АКБ повлияет на стоимость самой СОПТ. В первую очередь, на стоимость СОПТ влияет состав оборудования, который в случае применения литий-ионной АКБ отличается от состава оборудования при применении свинцово-кислотной АКБ (табл. 3).

Таблица 3

Примерный состав оборудования СОПТ

Оборудование	Свинцово-кислотная АКБ	Литий-ионная АКБ
АКБ	2×425 А·ч, 5 OSP.HC Норреске, расположе- ние – напольное, вне ЩПТ	2×450 А·ч (70s3p, элементы 150 А·ч) + система мониторинга и управления АКБ
ЩПТ	ЩПТ-ELM (пр-во Электронмаш), размеры 2,4×4,2×0,6 (м)	ЩПТ-ELM (пр-во Электронмаш), размеры 2,4×4,2×0,6 (м)
ЗУ	Thyrottronic D400G 216/80 Bwrug TDG (производство Benning)	Thyrottronic D400G 216/80 Bwrug TDG (пр-во Benning); либо спец. производство Ригель
DC стабилиза- тор	Отсутствует	Стабилизатор 220 В 10 А (пр-во Экра); УТСП-М (пр-во ЗАО Конвертер)

Исходя из этих данных, видно, что цена оборудования СОПТ при использовании литий-ионной АКБ будет выше за счет более высокой стоимости литий-ионной АКБ (примерно в 3 раза выше по сравнению со свинцово-кислотной АКБ) и за счет наличия DC-преобразователей. Однако применение СОПТ с литий-ионной АКБ позволяет снизить стоимость подстанции.

Для литий-ионных (литий-железо-фосфатных) аккумуляторных батарей удельная энергоемкость составляет порядка 10,4 кг/кВт·ч. Средний коэффициент для свинцовых АКБ 26,9 кг/кВт·ч, что в 2,5 раза больше. При допустимой нагрузке на полку электротехнического шкафа 300 кг и его габаритах 1772×559×600 мм (В×Ш×Г) в такой шкаф можно поместить вплоть до 450 А·ч литиевых батарей при напряжении 220 В. В то же время, кислотно-свинцовая АКБ такой же емкости уже потребует для себя напольного размещения в отдельном помещении площадью 15 м².

В первом приближении это означает, что применение литий-ионной батареи, прежде всего, выгодно с точки зрения минимально возможной площади, которую может занимать помещение СОПТ вместе с аккумуляторами. Начиная с некоторого значения емкости батареи, ее объем, площадь и вес становятся в разы меньше чем при варианте со свинцовыми АКБ. В условиях плотной городской застройки с высокой стоимостью земли именно фактор площади становится решающим при определении экономической эффективности СОПТ с использованием литий-ионных АКБ.

Еще одним положительным эффектом применения литиевых источников питания является тот факт, что АКБ являются полностью необслуживаемыми и не выделяют взрывоопасных газов в процессе своей работы. Соответственно, становится допустимым использовать естественную вентиляцию взамен принудительной и располагать АКБ в электротехническом шкафу.

Благодаря возможности компактного размещения литий-ионных аккумуляторов в том же помещении, где находятся шкафы щитов постоянного тока и распределительные шкафы, удастся сократить капитальные затраты на строительство специализированного помещения – аккумуляторной – до нулевого значения. Уже одно лишь отсутствие необходимости в отдельном помещении для аккумуляторов делает применение литиевых источников питания экономически целесообразным.

Требование к наличию отдельного помещения содержится в СТО. Оно обуславливается вероятностью выделения взрывоопасных газов, что в свою очередь требует применения негорючих перегородок между аккумуляторами, системы принудительной вентиляции и пожаротушения. В результате, к стоимости капитального строительства помещения аккумуляторной можно добавить до 40 % расходов на эти дополнительные системы. Как видится, системы оперативного постоянного тока на основе литий-ионных аккумуляторов должны развиваться по пути минимизации занимаемого ими пространства. При примерно трехкратной разнице в плотности энергии между свинцовыми и литиевыми АКБ, возможность размещения всей системы в одном помещении (за исключением шкафов распределения тока удаленных потребителей) даст значительную экономию. Однако, при этом необходимо внести изменения в технические требования СТО к СОПТ, а именно добавить разрешение на установку АКБ в одном помещении с остальными частями системы и возможность послойного размещения элементов питания.

Список литературы

1. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования». Стандарт организации. СТО 56947007-29.120.40.041-2010. ОАО «ФСК ЕЭС». 2010.

Герасимов Андрей Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора – директор департамента системных исследований и перспективного развития Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gerasimov@ntcees.ru

Гуриков Олег Викторович, магистр техники и технологии, младший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gurikov_o@ntcees.ru

Кудрявцев Евгений Николаевич, канд. хим. наук, начальник лаборатории новых технологий ЛИА Аккумуляторной компании «Ригель» (ОАО «АК «Ригель»).

E-mail: en_kudryavtsev@mail.ru

Кудрявцев Николай Анатольевич, д-р техн. наук, генеральный директор Аккумуляторной компании «Ригель» (ОАО «АК «Ригель»).

E-mail: na_kudryavtsev@mail.ru

Сибиряков Роман Викторович, канд. хим. наук, начальник лаборатории Аккумуляторной компании «Ригель» (ОАО «АК «Ригель»).

E-mail: sibirroman57@mail.ru

Шавловский Сергей Владимирович, магистр техники и технологии, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: shavlovsky_s@ntcees.ru

УДК 621.311

Е. Ю. Змазнов, Н. Г. Лозинова, Ю. В. Матвиенков

Исследование причин и разработка мероприятий по предотвращению перекрытий изоляции в цепях собственных нужд генераторного напряжения крупной ГЭС

Анализируются причины повреждения оборудования собственных нужд генераторного напряжения ГЭС при штатных коммутациях на шинах 500 кВ. Показано, что оборудование подвергается воздействиям, превышающим испытательные. Показано, что применение только ограничителей перенапряжений недостаточно для устранения причин аварий. Даны рекомендации по устранению причин подобных аварий.

Ключевые слова: перенапряжения, генераторы, собственные нужды, ОПН.

Введение

В настоящее время в энергосистемах осуществляется реконструкция и расширение действующих станций и подстанций. В частности, в технической политике компаний ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «РусГидро», различных ТГК и ОГК для небольших мощностей регламентировано использование «сухих» реакторов и трансформаторов. При этом не всегда анализируются конструктивные особенности и технические характеристики устанавливаемого оборудования.

Например, повышенная добротность и иные частотные характеристики «сухого» оборудования могут спровоцировать перенапряжения при коммутациях в сети.

Далее анализируются причины трех аварий, имевших место на одной из крупных ГЭС Волжско-Камского каскада после замены оборудования в цепях собственных нужд (СН) на шинах генераторного напряжения в рамках плановой реконструкции.

Характеристика объекта

В машинном зале ГЭС размещено 20 гидроагрегатов мощностью по 120 МВт. Генераторы подключены к трансформаторным группам по 2 или 3 агрегата. Семь из восьми трансформаторных групп подключены к ОРУ 500 кВ, одна к ОРУ 220 кВ. Трансформаторы собственных нужд ГЭС подключаются параллельно одному из генераторов в каждой трансформаторной группе через токоограничивающий реактор.

Аварии произошли в цепях генераторного напряжения пятой и четвертой трансформаторных групп. На рис. 1 показан фрагмент схемы пятой трансформаторной группы (5ТГ), где

12Г – генератор № 12;

В-12Г – выключатель генератора;

5ТГ – пятая трансформаторная группа;

ОПН-5ТГ – ограничитель перенапряжений на стороне 500 кВ;

ОПН-1(2, 3) 5Б – ограничители перенапряжений, установленные у выводов 5ТГ на стороне обмоток 13,8 кВ;

РБ-5ТГ – токоограничивающий реактор «сухого» исполнения;

В-5ТБ – вакуумный выключатель 13,8 кВ со встроенными ОПН;

5ТБ – трансформатор собственных нужд «сухого» исполнения;

1L, 21L – трансформаторы тока.

Схема четвертой трансформаторной группы практически идентична пятой, за исключением того, что в ее состав входит не трансформатор, а автотрансформатор с выводом 110 кВ.

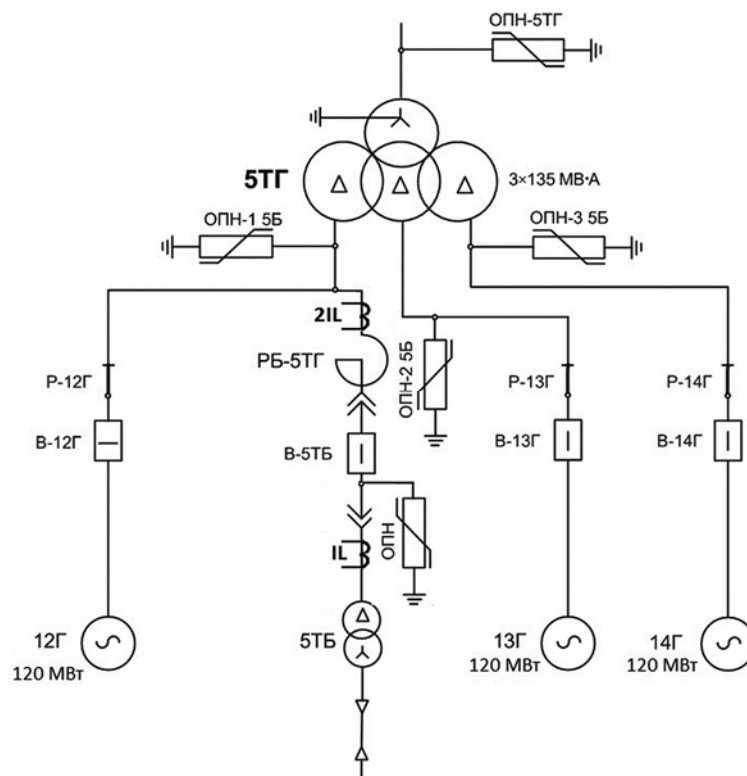


Рис. 1. Схема цепей генераторного напряжения пятой трансформаторной группы (5ТГ) крупной ГЭС

Описание условий возникновения аварий

В ходе плановой реконструкции в цепях трансформаторов собственных нужд были установлены сухие токоограничивающие реакторы типа ODR 15-250-0,87У3 (аналог РТСТ 15-250-0,87У3), (РБ-5ТГ) и сухие трансформаторы типа ТМС 630-13,8/0,4 с РПН, (5ТБ).

Аварии произошли при проведении штатных коммутаций на ОРУ-500 кВ.

Первая авария. При отключении выключателем 500 кВ второй трансформаторной группы (2ТГ) произошло отключение 5ТГ действием дифференциальной защиты трансформатора. Токоограничивающий реактор собственных нужд группы РБ-5ТГ, входящий в зону защиты трансформаторной группы был разрушен (рис. 2).

Выявлены следы горения электрической дуги между выводами и отпайками РПН обмоток фаз трансформатора 5ТБ (рис. 3). При этом генератор 12Г, присоединенный параллельно РБ-5ТГ, был в ремонте.

Вторая авария. При постановке под напряжение трансформаторной группы 5ТГ выключателем 500 кВ произошло отключение соседнего трансформатора четвертой трансформаторной группы действием дифференциальной защиты трансформатора. Токоограничивающий реактор собственных нужд группы, входящий в зону защиты трансформаторной группы, был разрушен. Выявлены следы горения электрической дуги между выводами и отпайками РПН обмоток фаз трансформатора собственных нужд. При этом генератор, присоединенный параллельно реактору, был в ремонте.



Рис. 2. Разрушение фаз токоограничивающих реакторов в цепи трансформатора собственных нужд



Рис. 3. Результаты горения дуги на главных выводах и выводах отпайки РПН трансформатора собственных нужд

Третья авария. При подключении холостой ошиновки на ОРУ 500 кВ произошло отключение 5ТГ действием дифференциальной защиты трансформаторной группы. На токоограничивающем реакторе РБ-5ТГ были следы перекрытия. Выявлены следы горения электрической дуги между выводами и отпайками РПН обмоток фаз трансформаторной группы 5ТБ. Обмотка низкого напряжения 380 В 5ТБ повреждена. При этом генератор 12Г, присоединенный параллельно РБ-5ТГ, был в ремонте.

Во всех авариях следов перекрытия на землю в районе трансформатора собственных нужд не зафиксировано. Все изоляционные промежутки соответствуют нормам.

Следует отметить, что этой же проблеме была посвящена статья в журнале «Электрические станции» [1], где подробно описываются случаи повреждения оборудования и приводятся конкретные рекомендации для устранения причин аварий, в частности, рекомендуется установка ограничителей перенапряжений на стороне 13,8 кВ трансформаторной группы.

В настоящей статье показано, что установка на присоединениях только ОПН может быть недостаточна для предотвращения аварий.

На основании имеющихся данных регистраторов аварийных событий удалось установить причину возникновения аварии. К сожалению, при отключенном генераторе осциллографирование напряжения на шинах 13,8 кВ не проводится и анализ выполнялся только на основании регистраций токов ТТ 1Л и 2Л (см. рис. 1.). Полное восстановление хронологии аварии, включая действие релейной защиты, не входит в задачу настоящей статьи.

Развитие аварийных процессов во всех трех случаях имел сходный характер.

На рис. 4 приведена осциллограмма первой аварии. Авария развивается в несколько этапов. До начала аварии (до 0,466 с) ток через трансформатор 5ТБ (приведены амплитудные значения) составлял 9 А, к моменту 0,468 с он увеличивается до 35 А, а в интервале 0,47–0,505 с достигает значений 400–450 А. Далее измерения являются недостоверными из-за намагничивания измерительных трансформаторов и на осциллограмме рис. 4 не приводятся. Можно только предположить, что в дальнейшем амплитуда тока составила не менее 7000 А.

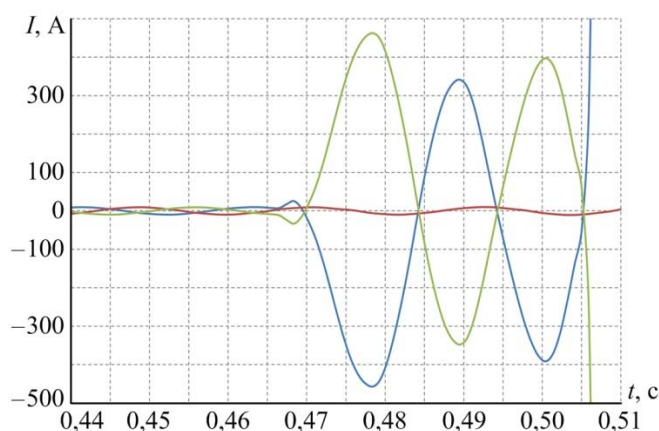


Рис. 4. Токи фаз трансформатора 5ТБ (начало аварии)

Расчеты токов короткого замыкания показали, что ток порядка 35А может иметь место при перекрытии выводов РПН 5ТБ, а ток 400–450 А – при перекрытии вывода фазы с выводами РПН.

Это дало основание предположить, что авария начиналась с перекрытия выводов РПН. Развитие других аварий происходило аналогично, они также начинались с перекрытия между выводами РПН.

Направления исследования причин аварий

Анализ материалов показал, что наиболее вероятной причиной аварий является воздействие на трансформатор собственных нужд коммутационного напряжения высокой частоты, порядка десятков килогерц.

Такое предположение следует из:

- наличия в осциллографируемом токе на шинах 500 кВ составляющей высокой частоты. Существующие регистраторы не предназначены для осциллографирования высокочастотных процессов (дискретность осциллографирования составляет порядка единиц градусов промышленной частоты), вывод сделан на основании случайных точек, и поэтому осциллограмма не приводится;
- анализа конструктивных особенностей трансформаторных и автотрансформаторных групп, генераторов, токоограничивающих реакторов, трансформаторов собственных нужд и собственных емкостей шин;
- схемы присоединений в цепях генераторного напряжения на момент аварий.

Перенапряжения со стороны 500 кВ на сторону 13,8 кВ могут передаваться по электромагнитным и емкостным связям. Отсутствие электростатического экрана между обмотками ВН и НН во всех трансформаторных группах увеличивает коэффициент передачи высоких частот через емкостную связь. Во всех авариях генераторы, присоединенные в параллель с цепью питания собственных нужд, были отключены. Генераторы имеют собственные емкости относительно земли порядка 1,25 мкФ [2], и их отсутствие повышает емкостный коэффициент передачи напряжения со стороны 500 кВ на сторону 13,8 кВ. При отключенных генераторах собственные емкости на землю в цепи между силовыми трансформаторами и токоограничивающими реакторами составляют порядка 9 нФ.

Исследования причин аварий проводились по двум направлениям:

- исследовался механизм возникновения перенапряжений между фазами токоограничивающих реакторов и оценивалась величина и форма напряжения, прикладываемого к трансформатору собственных нужд;
- исследовались высокочастотные процессы в трансформаторе собственных нужд, связанные с его конструктивными особенностями.

Расчеты проводились в программных комплексах EMTP и MATLAB.

Расчетная схема участка сети от ОРУ 500 до трансформатора собственных нужд была составлена и представлена параметрами, позволяющими отражать высокочастотные процессы до десятков кГц. Так как на этих частотах процессы во многом определяются емкостями оборудования, то расчетная схема учитывает емкостные параметры оборудования, в том числе межвитковые емкости токоограничивающего реактора и трансформатора собственных нужд. При моделировании трансформа-

торной группы учтены следующие емкости: межобмоточная, на землю, а также ошиновки 500 кВ. Учитывалась намагничивающая характеристика трансформаторной группы по данным завода изготовителя.

Для всех установленных ОПН типа POLIM-I 15 кВ в расчетах принято остающееся напряжение 44,3 кВ при токе в 500 А. Для тока 250 А величина остающегося напряжения получена расчетным путем и составляет 35 кВ.

Процессы в токоограничивающем реакторе

В качестве расчетного случая, поясняющего механизм возникновения перенапряжений, рассматривается процесс подключения трансформатора к ОРУ 500 кВ. Обозначения оборудования приведены применительно к рис. 1. На рис. 5 представлены осциллограммы фазных токов, в которых присутствуют высокочастотные составляющие (с частотой порядка 80 кГц). Следует отметить, что в реальных условиях вследствие поверхностного эффекта длительность переходного процесса будет меньше. (Поверхностный эффект в расчетах не учитывался).

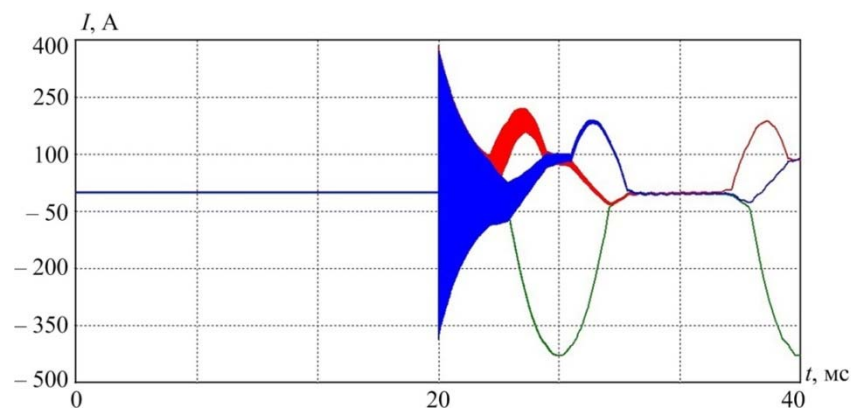


Рис. 5. Фазные токи в обмотках 500 кВ включаемой трансформаторной группы

На рис. 6 показаны напряжения, прикладываемые к токоограничивающему реактору со стороны трансформаторной группы. Из рис. 6 видно, что условий для срабатывания ОПН, размещенного у выводов генераторной обмотки трансформаторной группы, нет.

Конструктивные особенности реактора (повышенная межвитковая емкость, определяющая частотные характеристики реактора) РБ таковы, что на его выводах со стороны ТБ ожидается пятикратное увеличение напряжения (рис. 7), т. е. амплитуда могла бы достигнуть 360 кВ при отсутствии ОПН. Физически это объясняется тем, что, по сути, реактор для высокой частоты представляет собой подобие длинной линии с распределенными параметрами. Известно, что для длинной линии кратность перенапряжений может достигать большой величины. Подобный эффект наблюдался и при других видах коммутаций на стороне 500 кВ.

При учете работы ОПН, встроенных в выключатель В-5ТБ, линейное напряжение на выводах реактора ограничивается на уровне 70 кВ, это напряжение (рис. 8) прикладывается к обмоткам трансформатора собственных нужд.

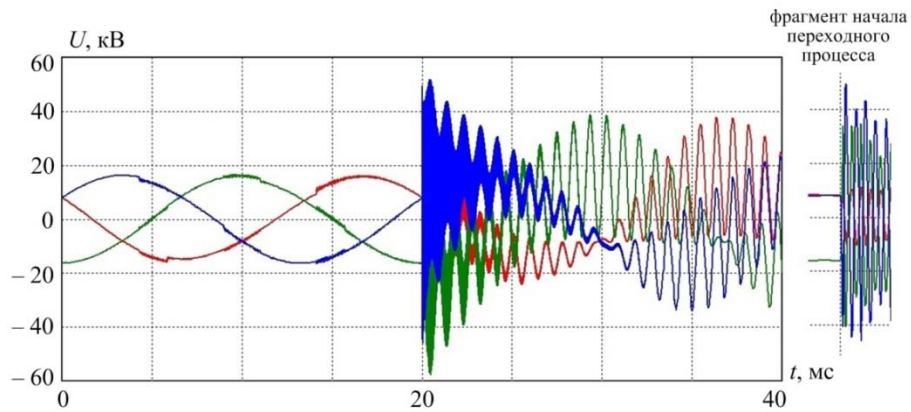


Рис. 6. Линейные напряжения, прикладываемые к реактору РБ-5ТГ со стороны трансформаторной группы

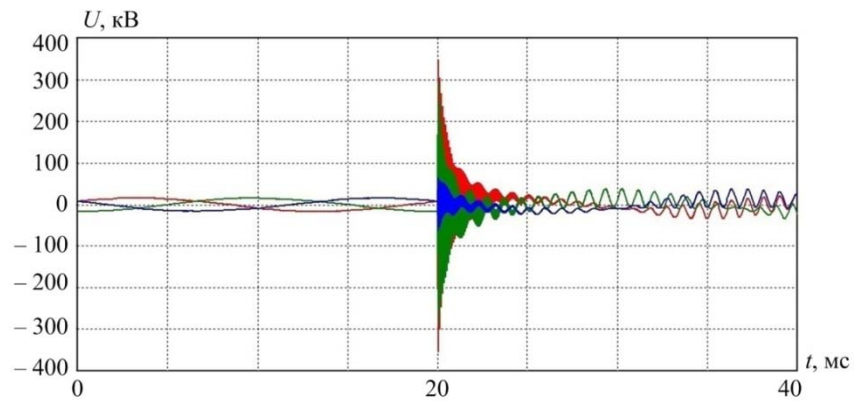


Рис. 7. Линейные напряжения, прикладываемые к реактору со стороны выключателя В-5ТБ (расчет выполнен в предположении отсутствия ОПН)

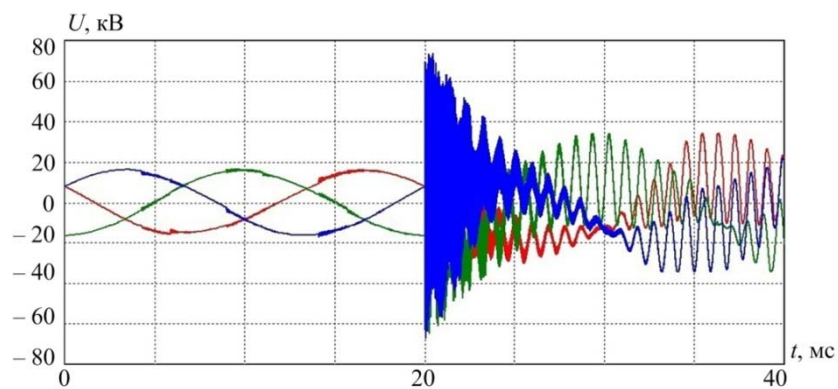


Рис. 8. Линейные напряжения, прикладываемые к трансформатору собственных нужд в переходном процессе с учетом ограничений ОПН

Переходные процессы в трансформаторе собственных нужд, вызывающие перекрытие его выводов

Рассмотрим более подробно конструктивные особенности сухого трансформатора собственных нужд с точки зрения изоляционных промежутков основных выводов и выводов отпаяк РПН. На рис. 9, а показана (упрощенно) фаза трансформатора с геометрией расположения выводов. Расстояния между основными выводами и крайними выводами РПН (А–0 и А'–9) составляют около 120 мм. Расстояние между выводами РПН (0–1, 1–2, ..., 8–9) – порядка 40 мм.

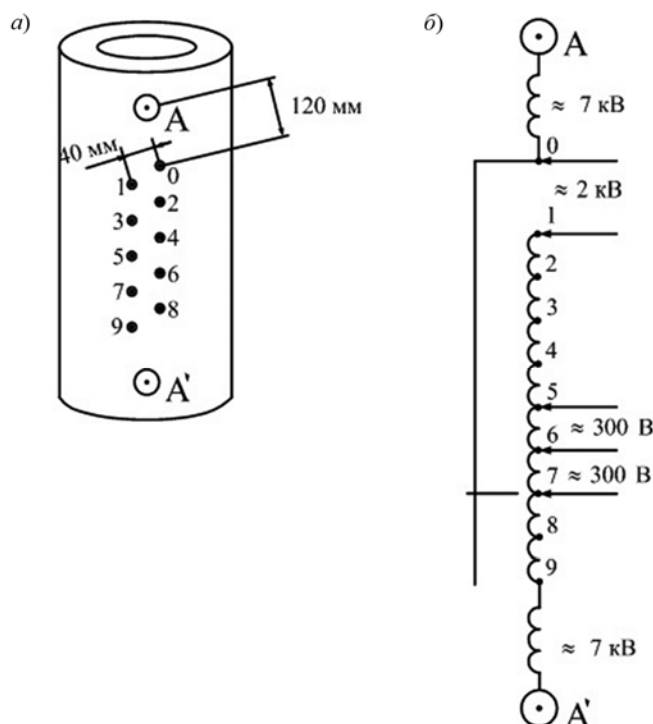


Рис. 9. Расположение выводов фазы и РПН трансформатора собственных нужд (ТБ)

Проведенные натурные измерения выявили, что выводы РПН располагаются по центру обмотки. На рис. 9, б показано распределение напряжения между выводами фазы в установившемся режиме. Между основными выводами фазы и ближайшими выводами РПН (А–0, А'–9) прикладывается около 50 % напряжения (порядка 7 кВ) между выводами соседних отпаяк – порядка 300 В (5–6, 6–7, ...). Напряжение между общим выводом РПН – 0 и выводом 1 зависит, как видно из рисунка, от текущего положения отпайки РПН. В частности, при РПН, установленном на отпайку 7, напряжение между выводами составляет порядка 2 кВ.

Из рис. 9. видно, что напряжения, прикладываемые к трансформатору в установившемся режиме при имеющихся изоляционных расстояниях и изоляционной прочности воздушного промежутка, не представляют опасности.

Принималось, что линейное напряжение, прикладываемое к трансформатору ТБ, может достигнуть ограничительного уровня двух ОПН – 70 кВ.

Как было отмечено ранее, напряжение, прикладываемое между выводами 0–1 зависит от текущего положения отпайки РПН. Как правило, при работе отпайка РПН ТБ находится в положениях, соответствующих большим номерам. В частности, в рассматриваемой аварии отпайка РПН находилась в положении «7». Это обстоятельство позволило предположить, что при переходных процессах между указанными выводами прикладывается напряжение, приводящее к пробоем воздушного промежутка.

На рис. 10 и 11 приведены результаты расчетов, выполненных на цифровой модели схемы, разработанной для исследования высокочастотных процессов.

На рис. 10 показаны напряжения, прикладываемые между выводами А–0 и 0–1 при воздействии на РПН испытательного грозового импульса (1,2/50 мкс) с амплитудой 95 кВ (для оборудования класса напряжения 13,8 кВ), а на рис. 11 – при приложении высокочастотного напряжения (амплитуда 70 кВ, частота 80 кГц). Из рисунков видно, что при высокочастотном воздействии значение прикладываемого напряжения между выводами А–0 и 0–1 больше, чем при воздействии стандартного грозового импульса. В табл. 1 приведены наибольшие значения прикладываемых напряжений.

Таблица 1

**Перенапряжения на выводах трансформатора собственных нужд
при различных воздействиях на РПН**

Место воздействия	Напряжение, кВ, при воздействии	
	Стандартный испытательный грозовой импульс, 1,2/50 мкс	Синусоидальный сигнал, 80 кГц
Выводы А–А'	95	70
Выводы А–0	80	130
Выводы 0–1	27	105

Таким образом, между выводами 0–1, расстояние между которыми около 40 мм (с учетом клемм и гаек расстояние меньше), прикладывается напряжение амплитудой более 100 кВ, что приводит к пробоем промежутка [3], выносу металла с дальнейшим перекрытием выводов А–0 и далее полным перекрытием фазы.

Защита трансформатора только с помощью ОПН (встроенных в выключатель В–5ТБ) не эффективна, так как в переходном процессе напряжение между выводами отпайки превышает напряжение, прикладываемое к основным выводам фазы трансформатора.

Одним из способов защиты от подобного рода перенапряжений является снижение частоты и амплитуды коммутационных перенапряжений применением *RC*-цепочек, установленных между «землей» и фазами токоограничивающего реактора со стороны трансформатора собственных нужд. *RC*-цепочки с параметрами 0,3 мкФ и 50 Ом снижают частоту до 1,5 кГц, уровень перенапряжения до 28 кВ (рис. 12).

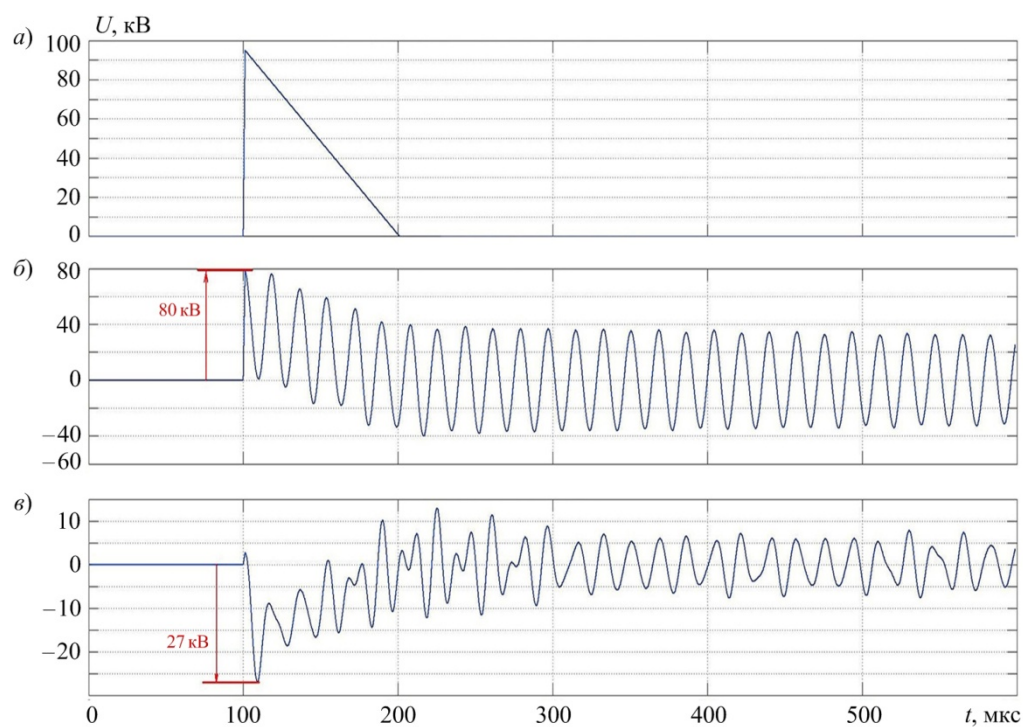


Рис. 10. Напряжения на выводах трансформатора собственных нужд при воздействии стандартного грозового импульса: а) А–А'; б) А–0; в) 0–1

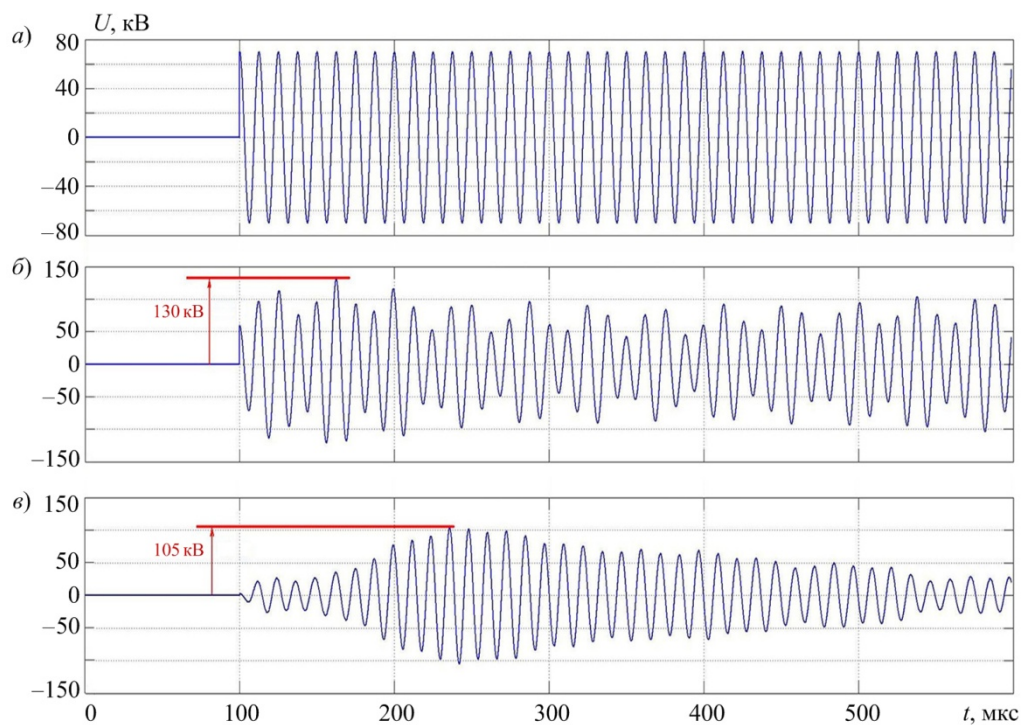


Рис. 11. Напряжения на выводах трансформатора собственных нужд при воздействии синусоидального сигнала: а) А–А'; б) А–0; в) 0–1

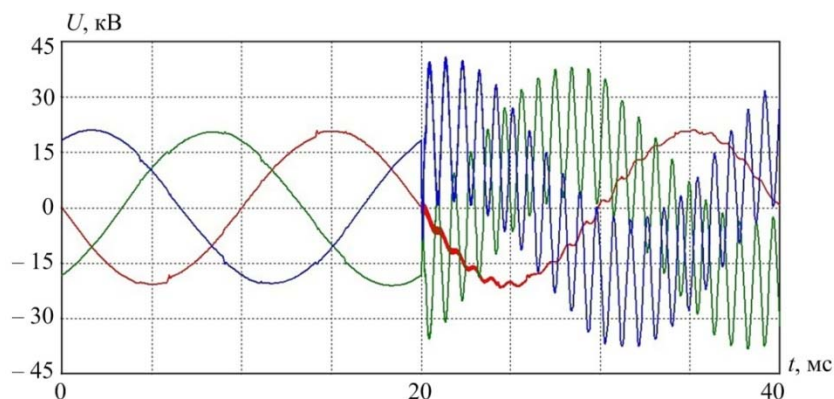


Рис. 12. Напряжения на выводах трансформатора собственных нужд при наличии RC -цепочек, установленных между «землей» и фазами токоограничивающего реактора со стороны трансформатора собственных нужд

Выводы

1. Причиной аварий на трансформаторах собственных нужд стали коммутационные высокочастотные перенапряжения, передающиеся со стороны 500 кВ на сторону 13,8 кВ электростатическим путем, т. е. через емкости обмоток трансформаторов. Появление данных перенапряжений связано с отсутствием в трансформаторных группах электростатических экранов и неблагоприятными значениями эквивалентной емкости оборудования при отключенном генераторе.

2. Перенапряжения в зависимости от вида коммутации имели частоту порядка 70–130 кГц. При прохождении через токоограничивающий реактор перенапряжения усиливаются в несколько раз и достигают величины ограничения ОПН.

3. При переходных процессах в цепях СН в сухом трансформаторе собственных нужд с наличием РПН напряжение между выводами отпаяк РПН может достигать пробивных значений. При этом защита трансформатора СН только с помощью ОПН не эффективна.

4. Пробой между выводами РПН наступает в результате воздействий, не предусмотренных в нормируемых ГОСТ1516-3-96 испытаниях.

5. Для предотвращения условий возникновения перенапряжений в цепях СН генераторного напряжения 13,8 кВ при отключенном генераторе рекомендовано подключение к ошиновке RC -цепочек, собранных в звезду с заземленной нейтралью. Оптимальным местом является узел между реактором РБ-5ТГ и вакуумным выключателем В-5ТБ. При таком подключении уменьшается частота и уровень перенапряжений, что позволяет предотвратить повреждение всего оборудования этого присоединения.

Список литературы

1. Ананянц С. С., Кузьмичева К. И., Хуртин В. А., Двинянинов В. И. Влияние режимов работы ОРУ ВН ГЭС на перенапряжения в системе генераторного напряжения // Электрические станции. 2010. № 2.

2. Богомолов А. Ф., Иванов Л. И. Перенапряжения в трехфазных распределительных трансформаторах // Электрические станции. 1939. № 7.
3. Долгинов А. И. Техника высоких напряжений в электроэнергетике. – М.: Энергия, 1968.

Змазнов Евгений Юрьевич, канд. техн. наук, заместитель заведующего отделом постоянного тока Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: zmaznov_e@niipt.ru

Лозина Наталья Георгиевна, канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора – научный руководитель, заведующая отделом постоянного тока Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: lozinova_n@niipt.ru

Матвиенков Юрий Владимирович, начальник отдела электроснабжения и связи Проектно-изыскательского и научно-исследовательского института «Гидропроект» им. С. Я. Жука (АО «Институт Гидропроект»).

E-mail: yu.matvienkov@hydroproject.ru

УДК 621.311

К. С. Горячевский, С. В. Смоловик

Оценка величин потерь активной мощности в высоковольтной сети ЕЭС в период 2014–2019 гг.

На основе перспективной математической модели ЕЭС России выполнен анализ технологических потерь мощности в сетях ЕНЭС в период 2014–2019 гг. Выполнена оптимизация режимов по реактивной мощности и уровням напряжения, а также оценка эффективности мероприятий по снижению потерь мощности и электроэнергии в электрической сети 220–750 кВ. Показано, что резервы снижения потерь мощности невелики и не превосходят 1,0–1,3 % от максимальной величины потерь.

Ключевые слова: энергосистема, установившийся режим, потери электроэнергии, потери мощности, компенсирующие устройства, источники реактивной мощности, перспективная математическая модель.

Многоплановым проблемам анализа потерь электроэнергии и разработке мероприятий по их снижению всегда уделялось значительное внимание [1, 2, 3, 5]. Большой интерес представляет монография [1], в которой обобщен огромный опыт автора по проблематике анализа и снижения потерь в рыночных условиях.

Целями настоящей работы являются оценка уровня существующих потерь мощности в сетях ПАО «ФСК ЕЭС», определение основных факторов, вызывающих локальные повышенные потери и разработка предложений по снижению технологических потерь мощности при передаче электроэнергии в ЕЭС и определение резерва снижения потерь.

Согласно [2], технологическими потерями электроэнергии называется «сумма технологических потерь при транспортировке электроэнергии и потерь при реализации электроэнергии».

В свою очередь, технологическими потерями при транспортировке электроэнергии называется сумма двух составляющих потерь:

- потерь в линиях и оборудовании электрических сетей, обусловленных физическими процессами, происходящими при передаче электроэнергии в соответствии с техническими характеристиками и режимами работы линий и оборудования (технические потери);
- расхода электроэнергии на собственные нужды подстанций.

Анализ потерь мощности проводится с использованием математической модели ЕЭС России, сформированной в ПК RastrWin.

Используемые математические модели составляются на основании данных контрольных замеров, соответствующим четырем наиболее характерным режимам потребления. В моделях учитываются объекты ЕЭС и связанных с ЕЭС сопредельных государств – Украины, Белоруссии, стран Балтии (Латвия, Литва, Эстония) и Казахстана. Модель ОЭС Востока не объединена с моделью ЕЭС и используется отдельно. При прогнозе максимального и минимального потребления учтен эффект совмещения графиков нагрузки. Порядок формирования математической модели и

представления элементов определен в [4]. При составлении перспективных моделей используются следующие источники информации:

- Схема и Программа развития Единой энергетической системы России;
- инвестиционные программы субъектов электроэнергетики;
- данные о технологическом присоединении потребителей.

Стандартными мероприятиями по снижению потерь электроэнергии являются:

- снижение активного сопротивления ЛЭП (замена проводов);
- установка средств компенсации реактивной мощности (СКРМ);
- регулирование коэффициентов трансформации силовых трансформаторов;
- коммутация сетевых элементов для изменения потокораспределения (размыкание транзитных ЛЭП).

Последние два мероприятия не требуют дополнительных денежных затрат.

Решение задачи снижения потерь необходимо только для случаев, когда потери превышают экономически обоснованный уровень.

Тем не менее, для сложных расчетных схем, состоящих из большого числа элементов (как, например, системообразующая сеть ЕЭС), может оказаться, что прямая постановка и решение проблемы очевидными и простыми способами позволяет получить быстрые и надежные результаты.

По этой причине возможности снижения потерь мощности в исследуемой схеме ЕЭС определены поочередным перебором всех сетевых элементов в соответствие с алгоритмом, схематично показанным на рис. 1 (под изменением состояния подразумеваются мероприятия по снижению потерь, описанные выше, за исключением замены проводов).



Рис. 1. Общая схема алгоритма

Расчетная модель была представлена файлами RastrWin, соответствующими нескольким режимным ситуациям (всего 24 файла). Исходная модель включала около 15 тыс. узлов и 20 тыс. ветвей, при этом описанные изменения вносились только в узлы с номинальным напряжением 220 кВ и выше, относящиеся к ЕНЭС (около 3 тыс. узлов и 3 тыс. ветвей). Автоматизация всех расчетов осуществлялась с помощью COM-интерфейса RastrWin и Visual Basic (Windows Scripting Host).

Каждый описанный тип расчета мог занимать до нескольких часов, что является приемлемым временем с учетом объема получаемых результатов. Наибольшее время занимает расчет режима RastrWin. Так как сократить это время трудно, программы выполнялись сразу на нескольких компьютерах.

Для удобного визуального представления результатов было написано вспомогательное приложение WPF на языке VB.NET (рис. 2), которое позволяет быстро просмотреть графики одновременно для нескольких рассчитанных режимов и оценить эффективность рассматриваемого предприятия. Дополнительно в приложении были реализованы описанные алгоритмы поиска.

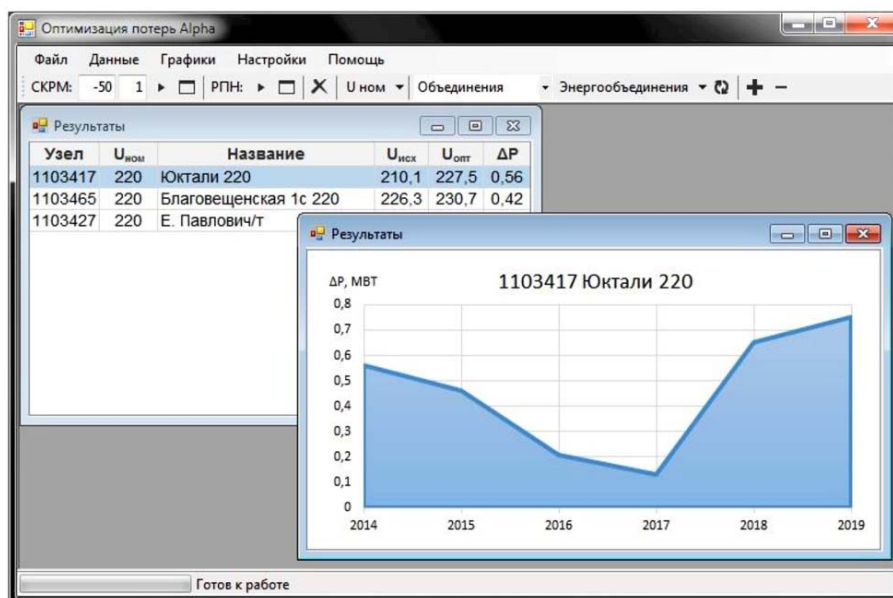


Рис. 2. Внешний вид приложения для просмотра результатов

Помимо описанного выше метода перебора, были опробованы упрощенные критерии поиска узлов, подходящих для установки СКРМ: поиск по сниженному напряжению и упрощенный экспресс-метод.

По первому критерию, в исследуемой модели выделялись узлы, характеризующиеся пониженными уровнями напряжения и значительными перетоками или потреблением реактивной мощности. Предполагалось, что установка СКРМ обеспечит данного потребителя или района реактивной мощностью, что приведет к снижению загрузки прилегающей сети.

Таким образом удалось найти несколько узлов, установка СКРМ в которые приводит к заметному снижению потерь. С другой стороны, количество этих узлов намного меньше, чем множество узлов, полученных простым перебором. На рис. 3 приведены наибольшие отклонения напряжения в узлах одного энергообъединения и суммарные перетоки реактивной мощности в ветвях этого узла.

Результаты показывают: только для небольшого числа узлов таким способом можно проверить эффективность установки СКРМ.

Упрощенный экспресс-метод основывается на эквивалентном представлении и расчете влияния реактивной нагрузки узла на режим прилегающих ветвей, не требующем сведения режима. В целом, метод дает правильную оценку изменения потерь в прилегающей сети, но требует дополнительной проработки.

В итоге работы было установлено:

- потери мощности в ЕНЭС не превышают 2,5 % с перспективным снижением этого показателя до 1,8 % в 2019 г., как это показано на рис. 4.
- наибольшими потерями характеризуются МЭС Юга, МЭС Западной Сибири и МЭС Востока (свыше 1,5 % в режимах зимних максимальных нагрузок, представлено на рис. 5).

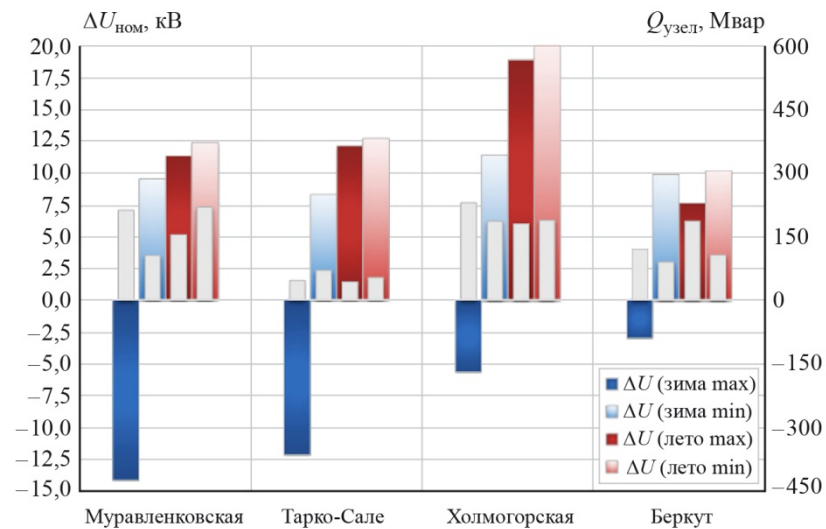


Рис. 3. Отклонения напряжения и перетоки реактивной мощности для одного энергообъединения (МЭС Западной Сибири)

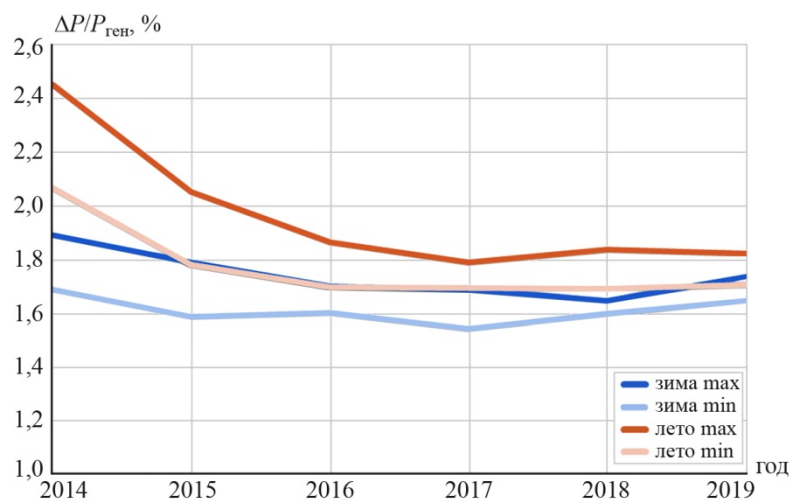


Рис. 4. Динамика изменения потерь мощности в ЕНЭС

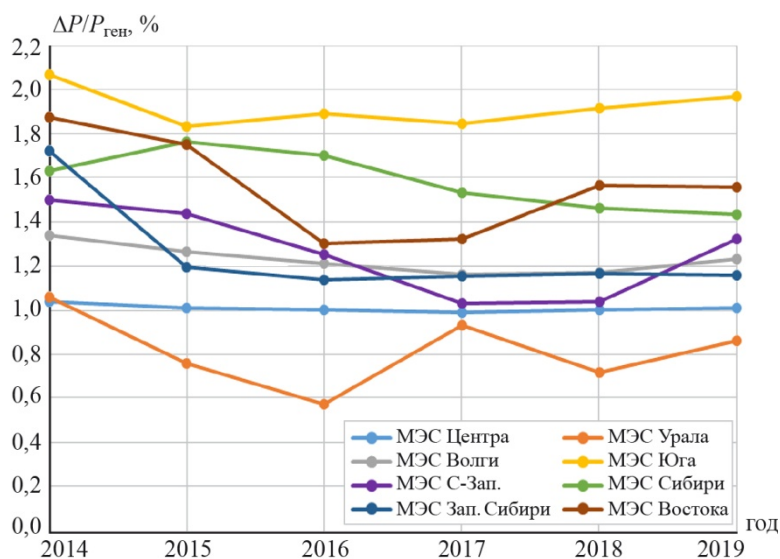


Рис. 5. Относительные потери мощности в режиме зимних максимальных нагрузок

Список литературы

1. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: Руководство для практических расчетов. – М.: ЭНАС, 2009.
2. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / В. Э. Воротницкий [и др.]; под ред. В. Н. Казанцева. – М.: Энергоатомиздат, 1983.
3. Энергосбережение и комплексные задачи электроэнергетики: учеб. пособие / Н. В. Коровкин [и др.]. – СПб.: СПбГПУ, 2014.
4. Порядок формирования (актуализации) перспективных расчетных моделей Единой энергетической системы России (до 15 лет вперед). Приказ ОАО «СО ЕЭС» № 486 от 24.12.2009.
5. Рябинин Т. В., Калинкина М. А., Паринов И. А. Резервы снижения потерь электроэнергии в электрических сетях ПАО «ФСК ЕЭС» // Энергия Единой сети. 2015. № 3. С. 70–84.

Горячевский Константин Сергеевич, инженер отдел проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: goryachevskiy_k@ntcees.ru

Смоловик Сергей Владимирович, д-р техн. наук, профессор, заместитель заведующего отделом проектирования и развития энергосистем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: smolovik@ntcees.ru

УДК 621.311

Т. Д. Амбросовская, Б. Андранович, А. И. Курилкин, Е. В. Сорокин

**Исследование установившихся электрических режимов
изолированных энергосистем**

Показаны особенности расчетов установившихся режимов энергосистем с учетом изменения частоты. Рассмотрен алгоритм расчета установившихся режимов с учетом изменения частоты, основанный на введении частоты как независимой переменной и решения системы нелинейных алгебраических уравнений.

Ключевые слова: энергосистема, режим работы, частота, алгоритм расчета.

В практике эксплуатации электроэнергетических систем (ЭЭС), а также при рассмотрении вариантов их перспективного развития, могут возникать вопросы, связанные с необходимостью длительного выделения отдельных энергорайонов на изолированную работу от внешней ЭЭС большой мощности.

Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей изолированных энергосистем необходимо решение комплекса задач режимного и противоаварийного управления (РУ и ПАУ). Определение совокупности указанных задач во многих случаях требует проведения исследований установившихся режимов (УР) электрической сети. По результатам таких исследований выявляются недопустимые отклонения параметров послеаварийных режимов (ПАР) в различных схемно-балансовых ситуациях и разрабатываются мероприятия по их вводу в допустимую область.

В отличие от электроэнергетических систем большой мощности, возникновение единичных возмущений в которых, как правило, не приводит к существенному изменению частоты переменного тока, послеаварийные установившиеся режимы изолированных ЭЭС возможно условно разделить на 2 категории:

- установившийся послеаварийный режим на момент окончания действия устройств первичного регулирования частоты (ПРЧ);
- установившийся послеаварийный режим после завершения вторичного и третичного регулирования частоты.

В дальнейшем, под УР изолированной энергосистемы будем понимать режим на момент окончания действия устройств ПРЧ. Необходимость рассмотрения таких УР обусловлена значительным интервалом времени между завершением работы первичных регуляторов и началом вторичного регулирования (сотни и тысячи секунд), так как на указанном промежутке времени отклонения параметров электроэнергетического режима могут приводить к возникновению новых аварийных ситуаций.

К наиболее важным параметрам, определяющим возможность длительно допустимой работы электросетевого оборудования мощных ЭЭС, относятся действующие установившиеся значения токов в ветвях схемы $I_{\text{вет}}$ и напряжения в узлах $U_{\text{уз}}$ электрической сети. Для изолированных энергосистем, помимо вышеуказанных параметров режима, также необходимо учитывать установившееся значение частоты.

ты переменного тока f . Указанное обстоятельство обусловлено тем фактом, что при отклонении f от номинальных значений возможно нарушение работы теплотехнического оборудования (например, в результате срабатывания защиты от повышения или понижения уровня воды в барабане котлоагрегатов и др.). Таким образом, перечень задач ПАУ, требующих проведения расчетов установившихся режимов изолированных ЭЭС, может быть сформулирован следующим образом:

- предотвращение возникновения недопустимых по величине и длительности токовых перегрузок электрооборудования;
- предотвращение возникновения недопустимого уровня снижения (повышения) напряжения в узлах электрической сети;
- предотвращение выхода установившегося значения частоты переменного тока за допустимые пределы.

В случае выявления указанных проблем, решение задач ПАУ в изолированной ЭЭС должно возлагаться на следующие комплексы противоаварийной автоматики (ПА):

- устройства автоматического ограничения перегрузки оборудования (АОПО);
- устройства автоматического ограничения снижения напряжения (АОСН);
- устройства автоматического ограничения повышения напряжения (АОПН);
- устройства автоматического ограничения снижения частоты (АОСЧ);
- устройства автоматического ограничения повышения частоты (АОПЧ).

В связи с актуальностью проведения исследований, рассматриваемых в данной статье, решение указанных задач является одним из приоритетных направлений в расчетах перспективных электроэнергетических режимов ЕЭС России.

Математическая постановка задачи

Для электрической сети, состоящей из n узлов, можно записать уравнения баланса токов в виде:

$$\dot{\omega}_{J_k} = Y_{kk} \dot{U}_k + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n Y_{kj} \dot{U}_j - \frac{\dot{S}_k^*}{U_k^*} = 0, \quad (1)$$

где $\dot{S}_k^*$ – постоянная трехфазная мощность k -го узла;

U_k^* – линейное напряжение k -го узла;

Y_{kk} – собственная проводимость узла k ;

Y_{kj} – взаимная проводимость узлов k и j ;

$\dot{\omega}_{J_k}$ – небаланс тока в k -м узле $k = 1, \dots, n$.

В качестве переменных при решении уравнений установившегося режима могут использоваться вещественные и мнимые составляющие напряжений U_a и U_r .

Уравнения баланса активного и реактивного токов при использовании переменных U_a и U_r легко получить, разделив (1) на действительную и мнимую части:

$$\left. \begin{aligned} \omega_{J_{ak}} &= g_{kk}U_{ak} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n g_{kj}U_{aj} + b_{kk}U_{rk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n b_{kj}U_{rj} - \frac{P_k U_{ak} + Q_k U_{rk}}{U_k^2} = 0; \\ \omega_{J_{rk}} &= -b_{kk}U_{ak} - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n b_{kj}U_{aj} + g_{kk}U_{rk} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^n g_{kj}U_{rj} - \frac{P_k U_{rk} - Q_k U_{ak}}{U_k^2} = 0. \end{aligned} \right\} \quad (2)$$

При расчетах установившихся режимов изолированных энергосистем необходимо учитывать зависимости от частоты параметров активных и реактивных элементов схемы, которые принимают вид [2]:

$$g = \frac{r_0}{r_0^2 + x_0^2(1+s)^2}, \quad (3)$$

$$b = -\frac{x_0(1+s)}{r_0^2 + x_0^2(1+s)^2}, \quad (4)$$

$$b_C = b_{C_0}(1+s), \quad (5)$$

$$b_L = \frac{b_{L_0}}{(1+s)}, \quad (6)$$

где g и b – активные и реактивные проводимости линий при несинхронной частоте;
 b_C – емкостная проводимость линии на землю;
 b_L – индуктивная проводимость трансформаторов (реакторов) на землю;
 r и x – активные и реактивные сопротивления линий, а параметры с нулевыми индексами соответствуют значениям при синхронной частоте f_0 ;

$$s = \frac{f - f_0}{f_0} \text{ – скольжение.}$$

В систему уравнений (2) в качестве неизвестных входят значения вещественных и мнимых составляющих напряжений U_a и U_r , а также скольжение s . Учитывая, что потокораспределение не зависит от поворота всех векторов напряжений на произвольный угол, можно совместить вектор напряжения одного из узлов (например, n -го) с вещественной осью. Тогда $U_n = 0$, а искомыми $2n$ неизвестными будут n вещественных, $n - 1$ мнимых составляющих напряжений и скольжение s .

Моделирование нагрузок

При расчете установившихся электрических режимов изолированных энергосистем необходимо учитывать статические характеристики нагрузок по напряжению и частоте.

Основным способом определения статических характеристик нагрузки (СХН) по напряжению и частоте является эксперимент. Для ряда крупных узлов нагрузки регулирующие эффекты по активной и реактивной нагрузке по частоте можно принимать [6]

$$\left. \begin{aligned} k_{P_f} &\approx 1,2 \pm 0,8; \\ k_{Q_f} &\approx \frac{-1,5 \pm 1}{\operatorname{tg} \varphi_H} + 1, \end{aligned} \right\} \quad (7)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_H = \frac{Q_H}{P_H}$ – отношение реактивной мощности узла нагрузки к ее активной составляющей.

Регулирующие эффекты нагрузок по частоте обычно составляют $k_{P_\omega} = 1 - 2$; $k_{Q_\omega} = -(1 - 6)$.

Статические характеристики комплексной нагрузки при отсутствии конкретных данных рекомендуется принимать следующими¹ [7]:

$$\left. \begin{aligned} P_H &= P_{\text{НОМ}} \left[\frac{U}{U_{\text{НОМ}}} + 1,2 \cdot \frac{f - f_{\text{НОМ}}}{f_{\text{НОМ}}} \right]; \\ Q_H &= Q_{\text{НОМ}} \left[\frac{4,15}{\operatorname{tg} \varphi_H} - \frac{9,5}{\operatorname{tg} \varphi_H} \frac{U}{U_{\text{НОМ}}} + \left(\frac{5,3}{\operatorname{tg} \varphi_H} + 1 \right) \left(\frac{U}{U_{\text{НОМ}}} \right)^2 + \left(\frac{-1,5}{\operatorname{tg} \varphi_H} + 1 \right) \frac{f - f_{\text{НОМ}}}{f_{\text{НОМ}}} \right], \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение;

$P_{\text{НОМ}}$ и $Q_{\text{НОМ}}$ – активная и реактивная составляющие мощности нагрузки при $U = U_{\text{НОМ}}$ и $s = 0$.

Моделирование генераторных станций

При расчетах режимов в изолированных энергосистемах помимо СХН необходимо учитывать зависимости активной и реактивной мощности генераторов, а также мощности первичных двигателей от частоты.

Генераторные станции с учетом систем регулирования описываются уравнениями [2]:

$$\left. \begin{aligned} P_T - (1 + s)(P_0 - P_{T \text{ НОМ}} \frac{s}{\sigma}) &= 0; \\ P_T - \frac{E_Q U}{x_q(1 + s)} \sin \delta &= 0; \\ Q_T - \frac{U^2}{x_q(1 + s)} + \frac{E_Q U}{x_q(1 + s)} \cos \delta &= 0; \\ E_Q - (1 + s)E_q h - (1 - h)U \cos \delta &= 0; \\ E_q - [E_{r0} + k_U(U - U_{\text{уст}}) + k_I(I - I_{\text{уст}}) + k_s s](1 + s)^{k_b} &= 0, \end{aligned} \right\} \quad (9)$$

¹ Приведенные выражения справедливы для большего напряжения, чем критическое.

где P_0 , σ – механическая мощность турбины при синхронной частоте и коэффициент статизма автоматического регулятора скорости (АРС);

$P_{г. ном}$ – номинальная мощность турбины;

$h = x_q/x_d$ – коэффициент явнополюсности синхронной машины;

k_b – коэффициент, учитывающий характер зависимости ЭДС возбуждения от частоты (при отсутствии такой зависимости $k_b = 0$);

$k_U (< 0)$, k_I , k_s – коэффициенты усиления каналов регулирования по напряжению, току и скольжению;

E_{r_0} – ЭДС системы возбуждения при $U = U_{уст}$, $I = I_{уст}$, $s = 0$.

Метод решения

В силу нелинейности уравнений (2) решение этой системы возможно только итерационными методами (Ньютона и его модификациями, Бройдена и др.).

Задавая начальные приближения для напряжения и скольжения и зная эти величины на каждой итерации, находим $P_{г.}$ из первого уравнения системы (9), а $Q_{г.}$ – из совместного решения остальных уравнений этой системы.

Реализация методики

Для демонстрации расчета установившихся электрических режимов изолированных энергосистем рассмотрим простейшую трехузловую электроэнергетическую систему (рис. 1).

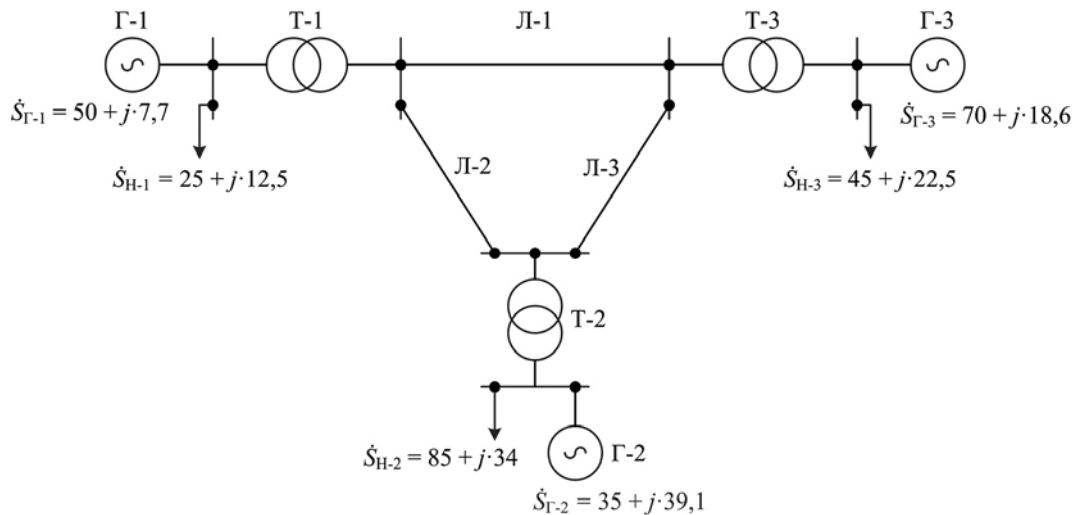


Рис. 1. Схема электроэнергетической системы

Проведем расчеты с отклонением частоты и с использованием шины бесконечной мощности при отключении нагрузки $S_{Н-3}$ величиной 45 МВт. Увеличение частоты в следующий момент после отключения нагрузки составило 1,44 Гц. Номинальное напряжение сети 110 кВ. Суммарная генерируемая мощность составляет 155 МВт,

статизм для АРС всех генераторов был принят 5 %. Суммарная нагрузка – 155 МВт (без учета потерь в элементах сети).

Следует отметить, что при обычном расчете режима в электрической сети должен существовать хотя бы один узел, принимающий на себя возникающие небалансы мощности и называемый балансирующим. В то же время должен существовать хотя бы один узел с заданным углом и модулем напряжения, называемый базисным. Будем считать, что базисный и балансирующий узлы совпадают.

Правило, что один узел принимает на себя все небалансы мощности, далеко не всегда соответствует реальности, так как в действительности возникающий небаланс мощности покрывается всеми генераторными станциями в соответствии с их регулировочными способностями, которые определяются зависимостями мощностей турбин от частоты. Кроме того, проведение расчетов, использующих допущение о наличии в системе балансирующего узла, в ряде случаев не позволяет получить реальной картины, как потокораспределения, так и пределов передаваемой мощности и устойчивости при рассматриваемых условиях работы энергосистемы. При задании нескольких балансирующих-базисных узлов возникает и другая проблема – какой угол и модуль напряжения в них задать.

Анализ результатов расчета (рис. 2 и 3) показал, что результаты моделирования электрохимических процессов в энергосистеме при допущении неизменности частоты (наличии балансирующего узла) и с учетом изменения частоты существенно отличаются. При расчете электрического режима с учетом частоты небаланс мощности ликвидируется путем изменения загрузки генерирующего оборудования, участвующего в первичном регулировании, что является наиболее приближенным к реальности вариантом развития событий при моделировании изолированных энергосистем. Использование балансирующего узла для полной компенсации небаланса мощности в расчетной модели рекомендуется только при наличии жесткой электрической связи рассматриваемого энергорайона с внешней энергосистемой значительной мощности.

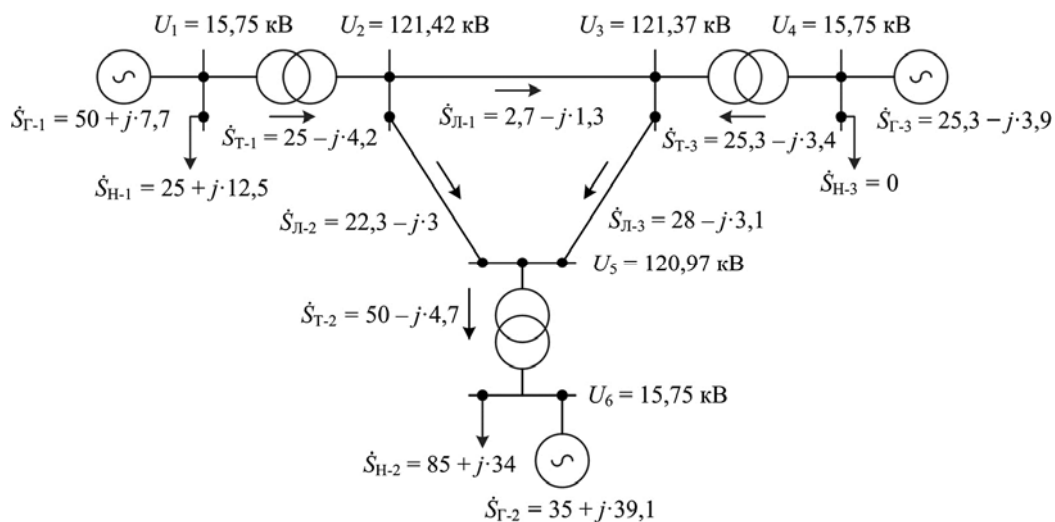
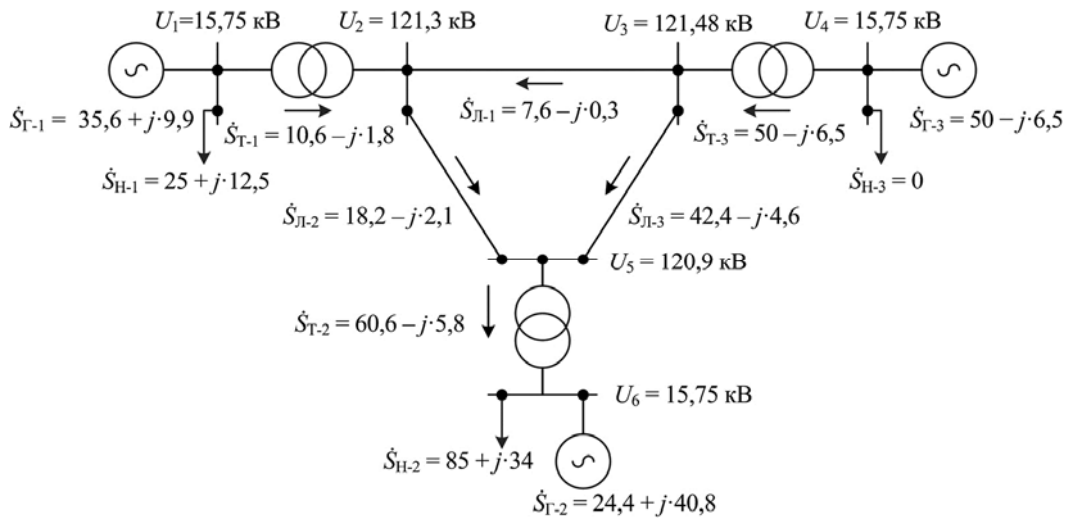


Рис. 2. Результаты расчета установившегося режима при $f = f_0$

Рис. 3. Результаты расчета установившегося режима при $f \neq f_0$

Область применения методики

При возникновении небалансов активной мощности $\Delta P_{\text{НБ}}$ в изолированных энергосистемах, вызванных отключением сетевых элементов, переход от одного установившегося режима к другому может сопровождаться действием устройств автоматического ограничения снижения и повышения частоты (АОСЧ и АОПЧ), тепловых защит и автоматов парогенераторов, а также срабатыванием технологических защит генерирующего, турбинного и теплотехнического оборудования электростанций [8, 9]. Указанное обстоятельство может привести к отключению потребителей или генераторов электростанций во время протекания электромеханического переходного процесса, следствием чего станет изменение параметров послеаварийной схемы замещения электроэнергетической системы. Таким образом, для корректного моделирования послеаварийного установившегося режима необходимо учитывать не только аварийное возмущение, приводящее к возникновению небаланса активной мощности, но и отключения нагрузочных и генераторных узлов, обусловленных действием рассматриваемых защит и устройств ПА [10].

В общем случае, возможность появления условий для срабатывания технологических защит и устройств АОСЧ (АОПЧ) зависит от состава и загрузки генерирующего оборудования в исходном режиме, величины небаланса активной мощности, типов энергоустановок, параметров регуляторов частоты вращения турбинного оборудования и многих других факторов. Практика проведения расчетов УР в изолированных ЭЭС показывает, что определение объемов и мест отключения нагрузки и генераторов в результате срабатывания устройств АОСЧ и АОПЧ возможно только при условии проведения расчетов переходных процессов с использованием специализированных компьютерных программ. Таким образом, область применения методики расчетов УР, описанной в статье, целесообразно ограничить величинами $\Delta P_{\text{НБ}}$, которые не приводят к срабатыванию в ЭЭС технологических защит и автоматов, а также устройств АОПЧ и АОСЧ. В энергосистемах, находящихся

на территории РФ, уставки срабатывания специальной очереди АЧР-1, обычно принимаются равными 49,2 Гц, а минимальная уставка срабатывания устройств АОПЧ по частоте, как правило, принимается равной 50,5 Гц.

Выводы

Таким образом, на примере простейшей энергосистемы был рассчитан установившийся режим с учетом изменения частоты и можем сделать следующие выводы:

1. Для расчетов установившихся и переходных электрических режимов изолированных энергосистем (при произвольных изменениях частоты) необходимо задать дополнительную информацию. Эта информация включает в себя номинальные мощности генераторов параметры моментно-скоростных характеристик их турбин, статические характеристики нагрузок по напряжению и частоте, зависимости от частоты параметров реактивных элементов схемы.

2. При расчетах установившихся электрических режимов изолированных энергосистем необходимо учитывать регуляторы скорости турбин, ограничения по активной и реактивной мощности станций, работу устройств автоматического ограничения снижения и повышения частоты.

3. Результаты моделирования процессов в энергосистеме при допущении неизменности частоты (наличии балансирующего узла) и с учетом изменения частоты существенно отличаются.

4. Необходимо разработать правила и методологию проведения расчетов установившихся и переходных электрических режимов изолированных энергосистем (при произвольных изменениях частоты) для определения предельных, максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков в контролируемых сечениях.

Список литературы

1. Лукашов Э. С., Калюжный А. Х. Исследование статической устойчивости сложных электроэнергетических систем с учетом изменения частоты // *Электричество*. 1976. № 8.
2. Галкина Н. В., Ильина В. П., Конторович А. М., Щербачев О. В. Методика и алгоритм определения предельных по статической устойчивости установившихся и послеаварийных (самоустанавливающихся) режимов с учетом изменения частоты // *Труды ЛПИ «Электроэнергетика»*. 1976.
3. Конторович А. М., Шелухин Н. Н. Расчет режимов энергосистем при больших небалансах мощности и изменениях частоты // *Электричество*. 1982. № 7.
4. Лоханин Е. К. Расчет и анализ режимов работы энергосистем с учетом изменения частоты // *Электричество*. 1995. № 3.
5. Лоханин Е. К., Морошкин Ю. В., Россовский Е. Л., Гараев Ю. Н., Новак К. А., Федорович М. С. Методика расчетов установившихся режимов работы энергосистем с учетом изменения частоты // *Электричество*. 2013. № 3.
6. Гуревич Ю. Е., Либова Л. Е., Хачатрян Э. А. Устойчивость нагрузки электрических систем. – М.: Энергоиздат, 1981.
7. Методические указания по определению устойчивости энергосистем. РД 34.20.578-79.

8. Амбросовская Т. Д., Андранович Б., Курилкин А. И., Сорокин Е. В. Моделирование электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты в энергосистемах с тепловыми электростанциями // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2013. № 2 (69). С. 14–19.
9. Амбросовская Т. Д., Андранович Б., Курилкин А. И., Сорокин Е. В. Разработка рекомендаций по математическому моделированию паровых турбин с противодействием для выполнения анализа электромеханических переходных процессов с учетом изменения частоты // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2014. № 2 (71). С. 6–17.
10. Андранович Б., Курилкин А. И., Лисицын А. А., Сорокин Е. В. Выбор управляющих воздействий устройств автоматического ограничения перегрузки оборудования в изолированной энергосистеме // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2014. № 2 (71). С. 43–56.

Амбросовская Татьяна Дмитриевна, магистр электроэнергетики и электротехники, инженер отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: ambrosovskaya@ntcees.ru

Андранович Богдан, магистр электроэнергетики и электротехники, младший научный сотрудник отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: andranovich_b@ntcees.ru

Курилкин Алексей Игоревич, магистр электроэнергетики и электротехники, младший научный сотрудник отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kurilkin@ntcees.ru

Сорокин Евгений Владимирович, канд. техн. наук, доцент, заведующий лабораторией локальных комплексов противоаварийной автоматики отдела противоаварийной автоматики Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: sorokin@ntcees.ru

Оперативная регистрация частичных разрядов в КРУЭ

Рассматриваются различные способы проведения диагностики частичных разрядов. Подробно описан процесс регистрации частичных разрядов на примере конкретного объекта. Сформулированы рекомендации, направленные на повышение качества проводимых диагностических измерений частичных разрядов в комплектных элегазовых распределительных устройствах.

Ключевые слова: диагностика, высоковольтное оборудование, частичные разряды, комплектные элегазовые распределительные устройства, КРУЭ.

Количество эксплуатируемых в отечественной энергетике комплектных элегазовых распределительных устройств (КРУЭ) неуклонно растет. Это обусловлено высоким уровнем надежности данного оборудования, компактными размерами, низкой пожароопасностью и другими преимуществами. Вместе с ростом количества эксплуатируемого оборудования, актуальность приобретает задача контроля и диагностики его состояния.

Наиболее информативными способами оценки состояния КРУЭ являются химический анализ состава элегаза и контроль уровня частичных разрядов (ЧР).

Химический анализ позволяет определить качественное и количественное содержание продуктов разложения в элегазе, по которым можно судить об интенсивности и длительности, протекающих внутри оборудования процессов, таких, как частичные разряды, абляция контактов выключателей и другие. Контроль уровня частичных разрядов позволяет оперативно выявить наличие, расположение и степень опасности внутренних дефектов не только в КРУЭ, но и в присоединяемых к ним вводах и кабельных линиях.

Наиболее распространены следующие методы регистрации ЧР: акустический, электрический и высокочастотный (рис. 1) [1].

Данным методам соответствуют следующие типы датчиков:

- электрические – резистивные и индуктивные (высокочастотные трансформаторы тока);
- электромагнитные – индуктивные и антенные;
- акустические – пьезоэлектрические, электретные и т.д.

Для осуществления контроля активности частичных разрядов в режиме реального времени КРУЭ оборудуют стационарными системами мониторинга. Такие системы включают в себя различные комбинации датчиков ЧР как внутреннего, так и внешнего расположения, а также датчики контроля внешних помех, модули хранения и обработки полученных данных с возможностью передачи информации в АСУТП. Подобные системы активно развиваются и становятся все более эффективными, их основным преимуществом является возможность регистрации динамики изменения контролируемых параметров и наблюдение за развитием процесса.

Стационарные системы мониторинга позволяют осуществлять контроль активности частичных разрядов в режиме реального времени активно развиваются и ста-

новятся все более эффективными, однако они имеют высокую стоимость, которая может достигать 15% от стоимости КРУЭ. В связи с этим, в целях экономии средств данными системами оборудуются далеко не все объекты, а их установка на уже существующих объектах может быть затруднена в силу конструктивных особенностей КРУЭ.

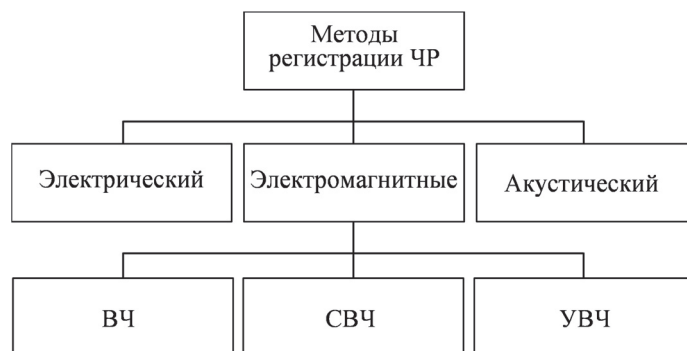


Рис. 1. Классификация методов регистрации ЧР

Таким образом, насущной проблемой является разработка и внедрение методов оперативной диагностики КРУЭ.

В декабре 2014 г. и феврале 2015 г. на подстанции 220 кВ Власиха в городе Барнауле (операционная зона Алтайского РДУ) были проведены натурные исследования по выявлению активности ЧР в КРУЭ 220 кВ. Измерениям предшествовал комплексный анализ конструктивных особенностей КРУЭ с целью определения возможности использования различных типов датчиков и выбора места их подключения.

КРУЭ 220 кВ ПС 220 кВ Власиха произведено компанией AREVA, выполнено в пофазном исполнении по схеме № 220-9Н – «Одна рабочая, секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям шин через развилку выключателей». Включает в себя шесть групп выключателей по две на каждый автотрансформатор и по одной на линиях (рис. 2)

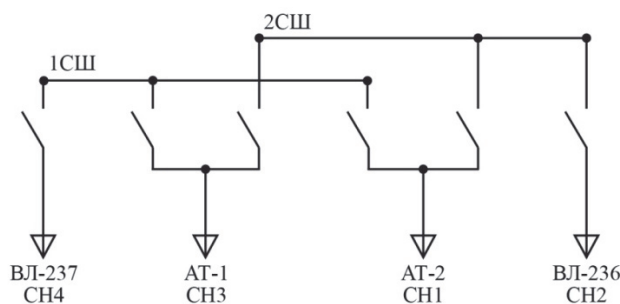


Рис. 2. Схема соединения главных цепей КРУЭ 220 кВ

В результате анализа в качестве наиболее эффективного способа измерения ЧР были выбраны высокочастотные трансформаторы тока (ВЧТТ), а в качестве места подключения – провод заземления гильзы, фиксирующей кабельный ввод (рис. 3) [2].

Измерение сигналов ЧР производилось с помощью 4-канального осциллографа ТЕКТРОНИХ DPO 3014.

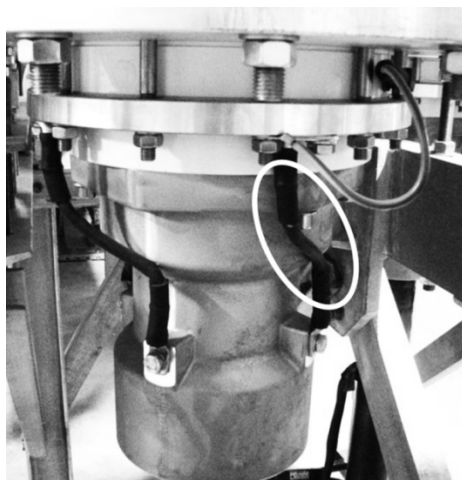


Рис. 3. Место установки ВЧТТ на кабельном вводе

Для проведения измерений ВЧТТ были установлены на всех кабельных вводах фазы *A* и подключены измерительными кабелями равной длины к осциллографу TEKTRONIX DPO 3014, с помощью которого производилась синхронная запись сигналов. Аналогичные измерения были проведены для фазы *B* и фазы *C*.

Обработка полученных в результате измерений осциллограмм является важным элементом исследования активности ЧР и состоит из следующих этапов:

1. Удаление помех. На измерительную систему могут оказывать влияние внешние наведенные помехи от коронного разряда, силового оборудования подстанции и внутренние помехи от высокочастотной связи.
2. Определение места возникновения сигнала. Во время измерения сигналов ЧР КРУЭ не является изолированным объектом и соединено с остальным оборудованием подстанции с помощью кабельных вставок, включающих в себя соединительные и концевые муфты, зачастую являющимися источниками частичных разрядов. В связи с этим необходимо четко отделять сигналы ЧР пришедшие со стороны внешнего оборудования от сигналов ЧР из КРУЭ.
3. Анализ сигнала выявленного в КРУЭ. Полученные в результате измерений осциллограммы сигналов позволяют определить ориентировочное место возникновения дефекта, его характер и степень развития. По этим данным могут быть сформированы рекомендации по наблюдению за состоянием объекта и проведению более тщательной диагностики отдельных блоков КРУЭ.

Далее, на основании обработки полученных в результате измерений осциллограмм были произведены следующие действия.

Для учета внешних помех с помощью широкополосной антенны была произведена запись эфирного сигнала, которая не выявила значительных возмущений, к внутренним помехам относились сигналы высокочастотной связи, имеющие амплитуду более одного вольта и частоту 600–650 кГц, отстройка от них была произведена с помощью выбора подходящей точки подключения ВЧТТ [2].

После селекции помех из объема оставшихся данных были выделены два сигнала, которые классифицированы как сигналы частичных разрядов.

Первый сигнал зарегистрирован на фазе *С* со стороны кабельного ввода от автотрансформатора АТ-2 (рис. 4). Сигнал имеет длительность фронта 9,2 нс, амплитуду фронта 0,18 В. Последовательная регистрация двух противоположно полярных сигналов со схожими вольт-секундными характеристиками подтверждает, что источником сигнала является частичный разряд. Наличие ярко выраженного сигнала на одном датчике и отсутствие аналогичных по форме затухающих сигналов на других датчиках показывает, что источник сигнала находится за пределами диагностируемого объекта. Соответственно можно сделать вывод о том, что данный дефект расположен на фазе *С* кабельной линии, соединяющей КРУЭ и автотрансформатор АТ-2. Чаще всего частичным разрядам подвержены концевые кабельные муфты, но для более точной локации места возникновения ЧР необходимо проведение диагностики кабельной линии с установкой датчиков по обоим ее концам.

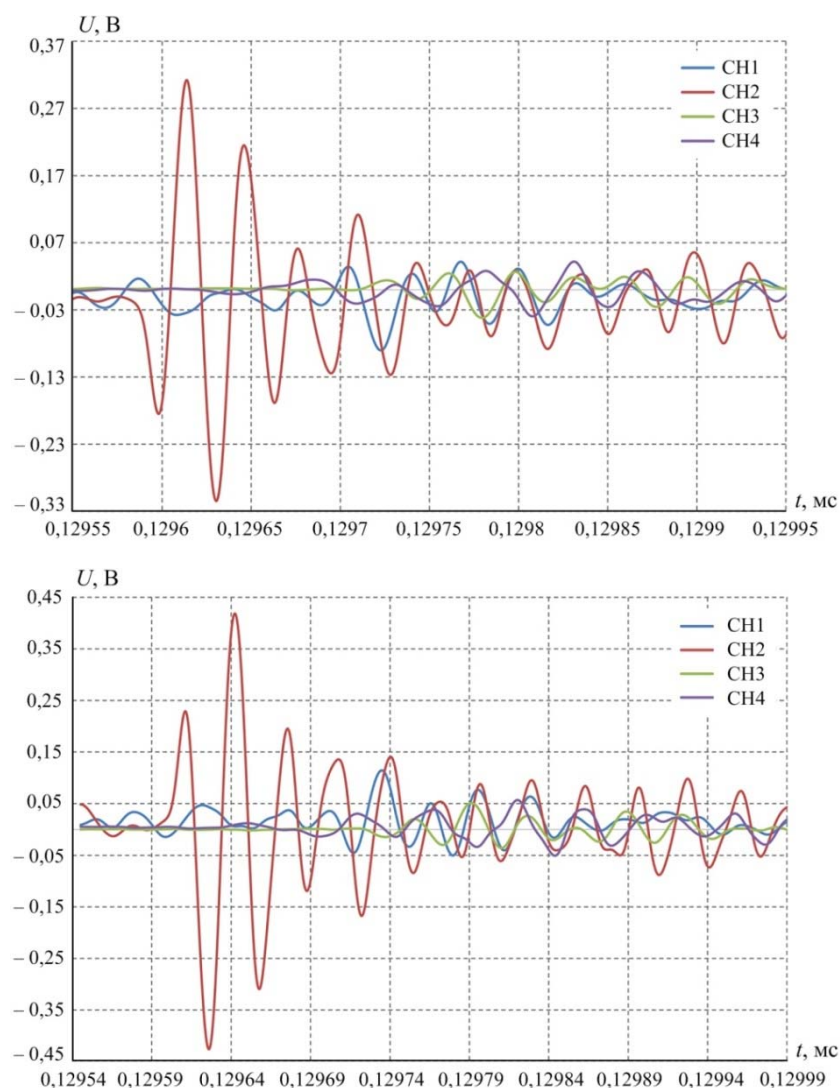


Рис. 4. Осциллограммы сигнала фазы *С* КРУЭ 220 кВ:
CH1 – АТ-2, CH2 – ВЛ236, CH3 – АТ-1, CH4 – ВЛ237

Второй сигнал зарегистрирован на фазе *A* со стороны кабельных вводов линии ВЛ236 и автотрансформатора АТ-2. Также он зарегистрирован на кабельных вводах линии ВЛ237 и автотрансформатора АТ-1 со значительным запаздыванием и затуханием, это объясняется удаленностью датчиков от источника ЧР и прохождением сигнала через множественные повороты, Т-образные соединения и изоляционные барьеры, имеющиеся в конструкции КРУЭ (рис. 5).

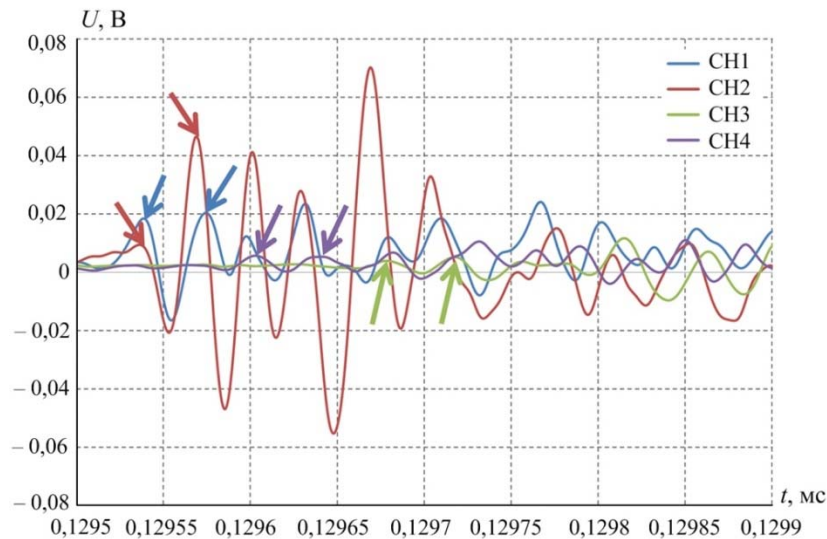


Рис. 5. Осциллограммы сигнала фазы *A* КРУЭ 220 кВ:
CH1 – АТ-2, CH2 – ВЛ236, CH3 – АТ-1, CH4 – ВЛ237

Полученный сигнал имеет длительность фронта 5,6 нс, амплитуду фронта до 35 мВ, разница в появлении первых пиков сигналов на первом и втором канале составляет 2,4 нс. КРУЭ однофазного исполнения представляет собой коаксиальную систему электродов, скорость распространения электромагнитного сигнала в которой ориентировочно, равна скорости света. Учитывая длину элементов КРУЭ и время распространения сигнала можно с высокой точностью определить, что источник частичного разряда находится в области Т-образного соединения второй секции сборных шин и шины присоединения выключателя автотрансформатора АТ-2. В данном узле расположены опорные изоляторы, по статистике данный элемент часто является очагом возникновения частичных разрядов.

Интенсивность и амплитуда зарегистрированного частичного разряда не являются опасными, однако данный дефект требует дальнейшего наблюдения и в случае его развития принятия незамедлительных решений.

Обобщая вышеизложенную информацию, можно сформулировать следующую последовательность действий для проведения оперативной диагностики наличия частичных разрядов в КРУЭ.

1. Анализ конструктивных особенностей КРУЭ.

- тип исполнения КРУЭ, трехфазное или однофазное;
- конструктивное исполнение соединений модулей КРУЭ, с выходом поддерживающих изоляционных конструкций на поверхность корпуса или полностью металлический корпус;

- наличие диэлектрических окон для контроля положения разъединителей и выключателей;
 - наличие кабельных вводов;
 - наличие воздушных вводов с конденсаторной изоляцией;
 - наличие встроенных датчиков ЧР.
2. Выбор типа и места подключения датчиков частичных разрядов.
- использование встроенных датчиков ЧР;
 - установка ВЧТТ на экранах кабелей на вводе в комплектное элегазовое распределительное устройство;
 - подключение регистрирующей аппаратуры к измерительным выводам воздушных вводов;
 - установка накладных электромагнитных ВЧ или УВЧ датчиков на диэлектрические окна;
 - установка накладных электромагнитных ВЧ или УВЧ датчиков на диэлектрические пояса на стыках модулей;
 - установка акустических датчиков на поверхности корпуса КРУЭ.
3. Отстройка от внешних и внутренних помех.
- использование активных и пассивных фильтров;
 - запись фоновых электромагнитных сигналов с помощью антенны, с последующим вычитанием сигналов от периодических возмущений из осциллограммы полезного сигнала;
 - использование автономного источника питания для регистрирующей аппаратуры;
 - учет возможных помех от высокочастотной связи;
 - учет помех от короны на ошиновках подстанции.
4. Определение места расположения источника ЧР, внутри диагностируемого объекта или за его пределами.
- Во время проведения оперативной диагностики, КРУЭ не выводится из работы, следовательно, не является изолированным. В связи с этим необходимо четко отделять сигналы ЧР пришедшие со стороны внешнего оборудования, кабельных вставок, ошиновок подстанций от сигналов ЧР из КРУЭ.
5. Определение точного расположения источника ЧР внутри диагностируемого объекта на основе анализа полученных данных.
- Точная локализация места нахождения источника ЧР, может быть произведено следующим образом:
- последовательное обследование корпуса КРУЭ с помощью акустических или электромагнитных УВЧ датчиков, для поиска места наибольшей активности ЧР;
 - охват всего корпуса КРУЭ с помощью индуктивных датчиков на всех кабельных вводах или электромагнитных датчиков на всех диэлектрических окнах и поясах. С последующим анализом степени затухания сигнала и времени его прихода к различным датчикам.

6. Определение возможных причин возникновения ЧР.
 - очаг ЧР расположен в районе соединения двух модулей, поворота или Т-образного соединения. Потенциальным источником ЧР являются дефекты опорного изолятора;
 - очаг ЧР расположен в районе модуля с трансформатором тока или напряжения. Потенциальным источником ЧР является поврежденная изоляция данного оборудования;
 - очаг ЧР расположен в районе модуля выключателя, разъединителя или заземлителя. Потенциальным источником ЧР являются частицы металла образующиеся в результате эрозии контактов;
 - очаг ЧР расположен в районе кабельного или воздушного ввода. Потенциальным источником ЧР является концевая муфта или воздушный ввод;
 - очаг ЧР расположен в модуле шин не содержащем дополнительного оборудования. Потенциальным источником ЧР являются свободно перемещающиеся металлические или диэлектрические частицы.
7. Определение степени опасности ЧР.
 - менее 10 пКл – безопасный уровень частичных разрядов;
 - 10–20 пКл – повышенный уровень интенсивности ЧР;
 - 20–100 пКл – предаварийный уровень интенсивности ЧР;
 - 100 пКл и более – аварийный уровень интенсивности ЧР.
8. Формирование рекомендаций по дальнейшим действиям эксплуатирующей организации.

В зависимости от зарегистрированного уровня интенсивности частичных разрядов рекомендации для эксплуатирующей организации могут быть следующих типов:

 - безопасный уровень ЧР. Оборудование находится в хорошем техническом состоянии, дальнейшая эксплуатация возможна без ограничений;
 - повышенный уровень ЧР. Необходим периодический контроль уровня ЧР, при росте интенсивности ЧР во времени, необходимо провести осмотр при ближайшем сервисном обслуживании КРУЭ;
 - предаварийный уровень ЧР. Необходим непрерывный контроль уровня интенсивности частичных разрядов, требуется провести детальное обследование места возникновения ЧР при ближайшем плановом обслуживании КРУЭ. При быстром росте интенсивности ЧР во времени, необходимо незамедлительно вывести оборудование в ремонт;
 - аварийный уровень ЧР. Необходимо принятие незамедлительных мер по выводу оборудования в ремонт и устранению дефекта.

Список литературы

1. Марюшко Е. А. Применение оборудования с элегазовой изоляцией в современной энергетике и методы его диагностики // Диагностика электрических установок: Материалы Девятого научно-практического семинара Общественного Совета специалистов Сибири и Дальнего Востока по проблемам диагностирования и

испытания комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией. Красноярск, Дивногорск. 2014. С. 5–15.

2. *Марюшко Е. А., Овсянников А. Г., Шиллер О. Ю.* Выбор типа и места подключения датчиков ЧР, для проведения оперативной диагностики КРУЭ // Диагностика электрических установок: Материалы Десятого объединенного науч.-практ. семинара по проблемам эксплуатации, диагностирования, ремонта и продления срока службы трансформаторов. Новосибирск. 2015. С. 268–272.

Виштитбеев Алексей Владимирович, канд. техн. наук, доцент, заведующий отделом развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: VishtibeevAV@nsk.so-ups.ru

Марюшко Егор Андреевич, инженер отдела развития энергосистем и энергообъектов Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: Egor.Maryushko@gmail.com

УДК 621.313

А. С. Бердин, А. С. Герасимов, П. Ю. Коваленко, А. Н. Мойсейченков

Сравнение методов определения синхронизирующей мощности синхронной машины по результатам экспериментальных исследований на электродинамической модели

Для оценки способности синхронного генератора поддерживать синхронный режим при отклонении угла нагрузки синхронной машины от некоторого установившегося значения предлагается использовать синхронизирующий момент и, соответственно, синхронизирующую мощность. Для определения синхронизирующей мощности синхронной машины нужны данные об изменении ее угла нагрузки и основным препятствием является отсутствие соответствующих прямых измерений. Ранее были разработаны методики определения угла нагрузки машины на основании измерений электрических параметров ее работы. В статье представлено описание апробации методик при физическом моделировании и оценка погрешностей, являющихся следствием сделанных допущений. Для достижения результатов разработана и реализована система прямого измерения угла нагрузки генератора в составе электродинамической модели НТЦ ЕЭС. Благодаря этому удалось сопоставить точность разработанных методик косвенного определения угла нагрузки с реальными измерениями с учетом всех нелинейных зависимостей действующей машины.

Ключевые слова: низкочастотные колебания, синхронизированные векторные измерения, синхронная машина, угол нагрузки, синхронизирующая мощность, электродинамическая модель.

Введение

Низкочастотные колебания частоты и мощности являются одной из важных проблем функционирования и надежности энергосистем во всем мире. Наличие таких колебаний приводит к значительному снижению допустимых перетоков мощности в системе и, как следствие, ухудшает экономические показатели при обеспечении необходимого уровня надежности [1].

Колебания естественны для каждой энергосистемы и возникают вследствие малых изменений нагрузки в системе и возмущений, таких как отключения генераторов или линий. Настоящий этап развития энергетики характеризуется наличием крупных концентрированных энергосистем [2], соединенных относительно слабыми связями. При этом производство электроэнергии активно развивается за счет введения мощностей распределенной генерации. Изменение состава генерации и структуры электропотребления приводит к уменьшению инерционности энергосистем в целом, увеличивая чувствительность параметров режима работы энергосистемы к малым возмущениям. В целях повышения управляемости энергосистем внедряется новое оборудование, оснащенное современными быстродействующими устройствами регулирования: асинхронизированные синхронные генераторы, «гибкие системы передачи переменного тока» (FACTS), накопители энергии и др.

Постоянное изменение структуры и свойств энергосистемы проявляется, в том числе, в возникновении низкочастотных колебаний ее режимных параметров.

Влияние изменения нагрузки, составляющего небольшую долю от потока мощности, может оказаться неодинаковым для малых, продолжительно существующих в нормальном режиме колебаний, которые могут считаться приемлемыми, и неустойчивых колебаний, развитие которых может привести к системной аварии. Увеличение передачи мощности на большие расстояния ведет к тому, что межзональные колебания становятся слабозатухающими или нарастающими, что представляет угрозу для энергосистемы.

Собственные частоты низкочастотных колебаний (НЧК) находятся в диапазоне 0,1–3,0 Гц [3, 4]. Среди них присутствуют как локальные, так и общесистемные колебания, охватывающие практически всю энергосистему. Локальные колебания характеризуют параметры взаимных качаний синхронных машин в подсистемах, общесистемные – качания подсистем или групп генераторов относительно друг друга.

Уровень демпфирования колебаний в энергосистеме обычно зависит от активного управления при помощи системных регуляторов (автоматические регуляторы возбуждения и скорости вращения) и может существенно изменяться в зависимости от текущих характеристик генератора и нагрузки.

При анализе результатов измерений параметров режима работы энергосистемы часто выявляются периоды, в течение которых демпфирование колебаний является недостаточным. Недостаточное демпфирование означает, что работа системы может оказаться ненадежной, так как нет уверенности в том, что динамический отклик на последующие события будет устойчивым. Все возможные ситуации невозможно точно воспроизвести в рамках динамической модели системы, поэтому контроль демпфирования на основе измерений параметров режима работы энергосистемы важен для предотвращения потенциальных угроз надежности, прежде чем они будут способствовать развитию крупного возмущения.

Использование системы мониторинга переходных режимов (СМПР) позволяет получать с регистраторов переходных процессов (РПП, РМУ) синхронизированные во времени телеизмерения сигналов напряжения, тока и частоты с приемлемой точностью. Результаты измерений, полученные в режиме «on-line» от СМПР, подлежат дальнейшей обработке с целью определения основной частоты и показателей демпфирования электромеханических колебательных мод в нормальном режиме функционирования электроэнергетической системы.

Оценка участия синхронного генератора в демпфировании НЧК

В качестве меры демпфирующих свойств синхронного генератора (СГ) можно использовать величину энергии, затраченной генератором на противодействие изменению мгновенной скорости вращения ротора – синхронизирующей энергии на интервале времени переходного электромеханического процесса.

Для оценки способности СГ сохранять синхронный режим при отклонении угла нагрузки синхронной машины θ от некоторого установившегося значения θ_0 на некоторую величину $\Delta\theta$ используют «удельный синхронизирующий момент» $\partial M / \partial \theta$ и, соответственно, «удельную синхронизирующую мощность» $\partial P / \partial \theta$ [2].

Величина активной синхронизирующей энергии СГ в течение цикла НЧК (при $|\omega_p(t) - \omega_n| < \Delta\omega_{\text{доп. откл.}}$, где ω_p – угловая скорость вращения ротора, а ω_n – номинальная угловая скорость) определяется выражением

$$W_{\text{сц}} = \int_{t_{\text{нц}}}^{t_{\text{кц}}} P_c(t) dt, \quad (1)$$

где $W_{\text{сц}}$ – синхронизирующая энергия в течение цикла НЧК;

$t_{\text{нц}}, t_{\text{кц}}$ – время начала и конца цикла колебаний, соответственно;

$P_c(t)$ – синхронизирующая мощность в момент времени t .

Тогда синхронизирующая энергия на интервале времени переходного электро-механического процесса определится как сумма $W_{\text{сц}}$ всех циклов колебаний.

В гидрогенераторах и турбогенераторах большой мощности КПД может достигать значений 0,97–0,99 [2]. Если пренебречь потерями на гистерезис и вихревые токи в ферромагнитном магнитопроводе и электрическими потерями в обмотке якоря, то электромагнитную мощность можно принять равной активной мощности генератора $P_{\text{эм}} = P$ [2] и при наличии прямых измерений активной мощности и угла нагрузки генератора можно определить синхронизирующую мощность $P_c(t)$ для любого момента времени:

$$P_c(t) = \partial P_{\text{эм}} / \partial \theta. \quad (2)$$

Влияние автоматических регуляторов скорости вращения турбины на $P_c(t)$ определяется отклонением $\omega_p(t)$ от номинального значения ($\omega_p(t) - \omega_n$). Если $|\omega_p(t) - \omega_n| < \Delta\omega_{\text{доп. откл.}}$ не выходит за границы зоны нечувствительности, механический момент на валу СГ $M_T(t)$ можно считать постоянным и не влияющим на $P_c(t)$. В противном случае его влияние может оказаться существенным.

Влияние автоматического регулятора возбуждения СГ проявляется через изменение $P_{\text{эм}}(t)$ и может быть определено по измерениям тока возбуждения $I_f(t)$, а также векторов напряжения $\bar{U}_r(t)$ и тока $\bar{I}_r(t)$ статора:

$$I_f(t) \rightarrow \bar{U}_r(t) * \bar{I}_r(t) \rightarrow P_{\text{эм}}(t). \quad (3)$$

При правильной настройке системных регуляторов P_c препятствует изменению частоты системы, прикладывая синхронизирующий момент, действуя на уменьшение скольжения.

Для определения значений синхронизирующего момента и синхронизирующей мощности, соответствующих режиму работы синхронной машины (СМ) в момент времени t , необходимо значение изменения угла нагрузки СМ.

В работе [5] описаны три из возможных способов определения угла, соответственно, для трех вариантов состава параметров СГ, непосредственно измеряемых (контролируемых) регистраторами СМПР на месте размещения генератора [5].

Наиболее достоверным можно считать определение угла нагрузки генератора по непосредственным измерениям углового положения ротора и электрических параметров режима работы – тока и напряжения обмотки статора. В случае невозможности выполнения непосредственных измерений возможно выполнить определение угла нагрузки генератора рассчитывая его значение, приняв некоторые допущения [5].

В условиях некоторой неопределенности угла нагрузки, являющейся следствием принятых допущений, актуальна задача оценки ее величины для определения области применения результатов упрощенных расчетов и оценки необходимости оснащения генераторов современными системами измерений.

Точность оценки участия синхронного генератора в демпфировании низкочастотных колебаний по данным синхронизированных векторных измерений с использованием математических моделей СГ [5] зависит от допущений, принимаемых при моделировании СГ, поэтому целесообразно выполнение оценки на реальных устройствах или их физических моделях.

Сравнение результатов определения синхронизирующей мощности

Для сравнения методов определения синхронизирующей мощности СМ в режиме генератора проведены экспериментальные исследования на физической модели неявнополусного СГ в составе цифро-аналого-физического комплекса (ЦАФК) НТЦ ЕЭС. ЦАФК включает в себя крупную электродинамическую модель (ЭДМ) энергосистемы (более 1000 единиц физических моделей генераторов, первичных двигателей, силовых трансформаторов, линий электропередачи, комплексной нагрузки, передач постоянного тока, FACTS и т. д.).

Для реализации алгоритмов анализа синхронизирующей мощности в состав ЭДМ была внедрена измерительная система, включающая РПП с регистрацией параметров возбуждения генератора и подсистему измерения углового положения и скорости вращения ротора, состоящую из магнитного датчика и зубчатого колеса, информация от подсистемы также регистрируется отдельным каналом РПП. Система измерения была предоставлена компанией «Прософт-Системы».

Структурная схема измерительной системы представлена на рис. 1. Фрагмент результата измерения углового положения ротора СГ представлен на рис. 2.

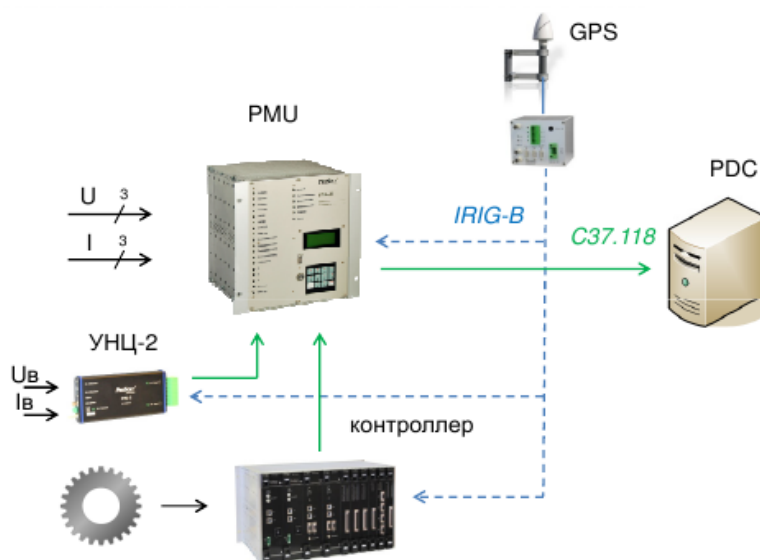


Рис. 1. Структурная схема измерительной системы

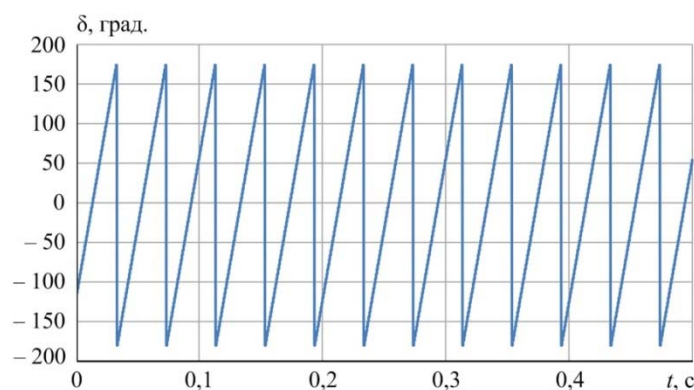


Рис. 2. Угловое положение ротора СГ

Для первичной обработки экспериментальных данных применялась программа *SignW* компании «Прософт-Системы». Получение параметров электрического режима по измерениям их мгновенных значений с частотой дискретизации 10 кГц выполнялось в соответствии с [6].

В качестве примера сравнения методов определения синхронизирующей мощности СМ рассмотрен переходный процесс, полученный в результате сброса и наброса механического момента на валу неявнополусной СМ в режиме генератора. На рис. 3 и 4 приведены осциллограммы изменения частоты f напряжения на зажимах СГ и активной мощности $P_{\text{эм}} = P$.

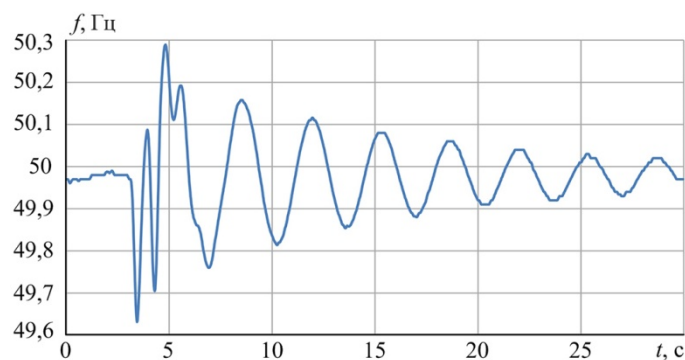
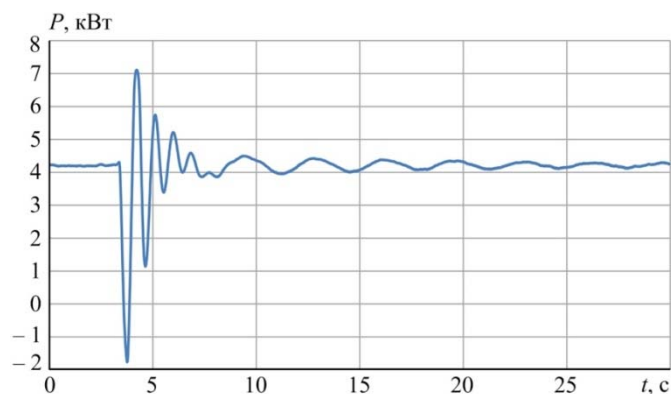
Рис. 3. Частота f напряжения на зажимах СГ

Рис. 4. Активная мощность СГ

Результаты измерений и первичной обработки измеряемых величин, послужившие исходными данными для определения угла нагрузки СМ и расчета синхронизирующей мощности СГ, представлены на рис. 5–8. Для обмотки статора СГ параметры приведены для фазы А.

Определение угла нагрузки СМ и расчет синхронизирующей мощности СГ для полученных низкочастотных колебаний частоты выполнены тремя способами [5]. Расчеты выполнены без учета влияния активного сопротивления обмотки якоря из-за его малой величины.

Результаты расчета угла нагрузки генератора в ходе переходного процесса представлены на рис. 9. Как видно, результаты прямого измерения угла нагрузки и расчета упрощенными методами различаются. Для определения угла нагрузки генератора по результатам измерения углового положения ротора могут быть применены методы, позволяющие получить более гладкую кривую $\theta(t)$.

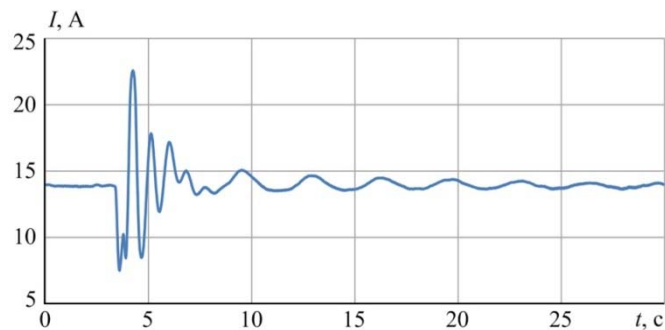


Рис. 5. Действующее значение тока фазы обмотки статора

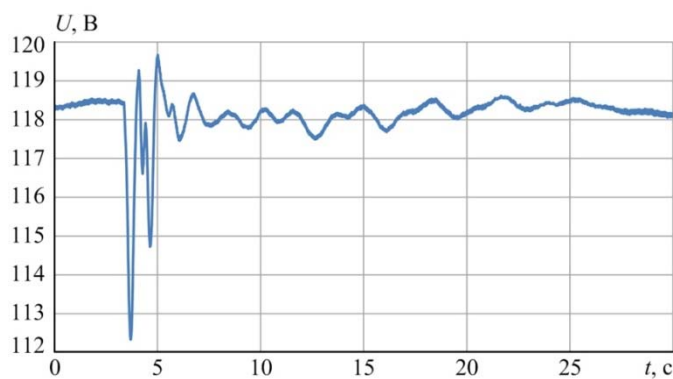


Рис. 6. Действующее значение напряжения фазы обмотки статора

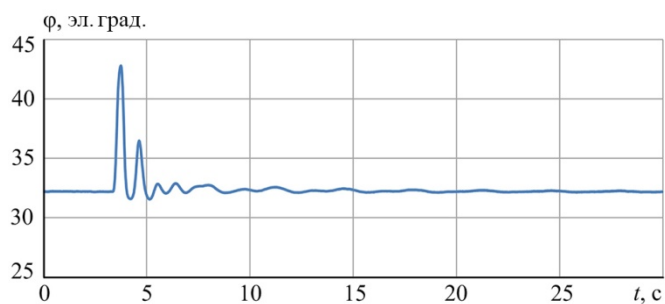


Рис. 7. Угол между векторами напряжения и тока статора

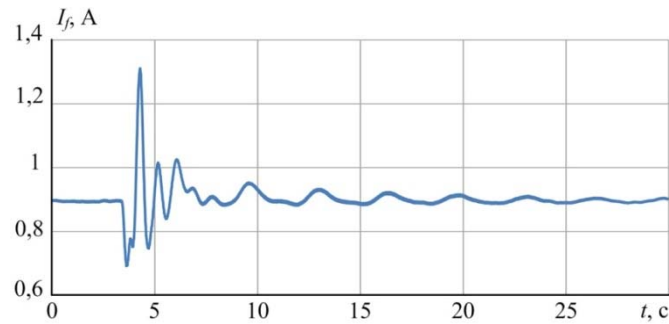


Рис. 8. Ток возбуждения

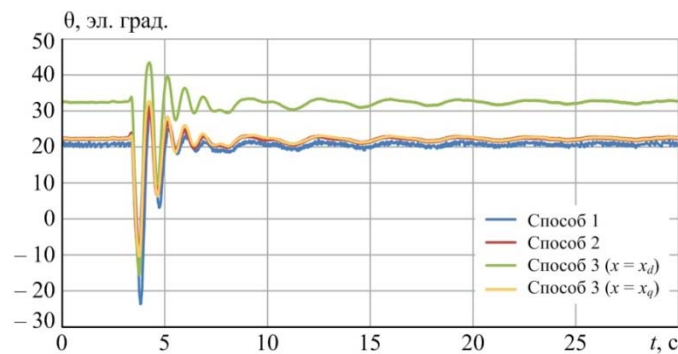


Рис. 9. Угол нагрузки синхронной машины

Для выполнения расчета способом 3 [5] необходимо предварительно задать параметры сопротивления синхронной машины x_d и/или x_q , значения которых корректируются путем пересчета пропорционально частоте f . При этом заданные значения могут не соответствовать режиму работы, предшествующему возникновению колебаний. Несоответствие значений x_d и/или x_q приведет к смещению значения угла нагрузки синхронной машины в сторону больших (рис. 9) или меньших значений.

Для расчета угла нагрузки способом 3 в соответствии с [5] приведены результаты для двух заданных значений сопротивления неявнополюсной СМ:

- 1) заданное значение $x_{q \text{ задан}} = x_d$, которое меньше ненасыщенного значения $x_{d \text{ ненас}}$ исследуемой неявнополюсной СМ, определенного по характеристикам холостого хода и короткого замыкания;
- 2) заданное значение $x_{q \text{ задан}}$ принято равным значениям $x_q \approx x_d$, которые были определены для измеренного значения угла нагрузки СМ в установившемся режиме работы, предшествующем возникновению колебаний.

Упрощенный расчет был выполнен для каждого значения индуктивного сопротивления в отдельности.

При выполнении расчета способом 2 [5] задавать параметры x_d и/или x_q не требуется. ЭДС фаз обмотки статора СГ определяется по характеристике холостого хода, полученной предварительно при проведении испытаний СГ, для измеренных значений скорости вращения ротора $\omega_p(t)$ и тока возбуждения $I_f(t)$ СГ. Вследствие этого способ может быть рекомендован для анализа малых возмущений.

Предпочтительным оказывается применение способа 1 [5] с применением сигнала углового положения ротора СГ, так как результаты определения угла нагрузки в этом случае меньше зависят от состояния магнитопровода СГ. Применение данного способа позволяет определять P_c как при малых колебаниях, так и при значительных возмущениях.

В стационарном симметричном режиме работы угловая характеристика активной мощности и удельная синхронизирующая мощность могут быть определены по аналитическим формулам, полученным при допущении, что мощность системы бесконечно больше мощности синхронной машины [2] для известных значений параметров режима работы $\omega_p, f, \theta, U_r, I_f$ и параметров СМ x_d, x_q .

При изменении значений параметров режима работы СМ зависимости $P(\theta)$ и $P_c(\theta)$ будут, соответственно, изменяться.

В динамическом режиме работы координаты точки $(P(t), \theta(t))$ в осях P, θ определяются значениями параметров сети, моментом инерции ротора агрегата, действием синхронизирующего момента СМ, асинхронного демпферного момента СМ и действием регуляторов.

На основании полученных результатов можно построить угловые характеристики СМ и траекторию $P(t)$ от $\theta(t)$. На рис. 10 представлены угловая характеристика стационарного режима $P(\theta)$, предшествующего возникновению колебаний, и траектория перемещения точки $(P(t), \theta(t))$ в осях P, θ для результатов расчета $\theta(t)$ способом 1.

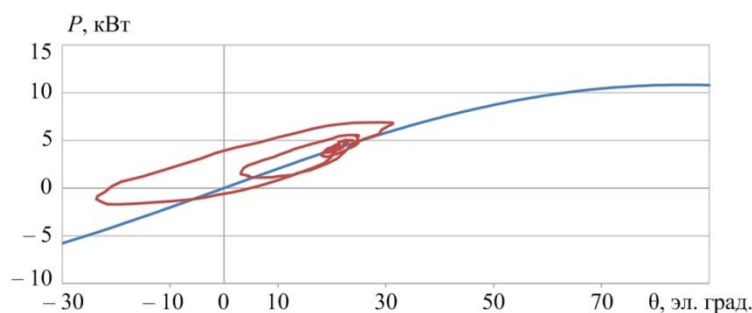


Рис. 10. Угловая характеристика $P(\theta)$ и траектория движения $P(t)$ от $\theta(t)$

Значение синхронизирующей мощности $P_c(t)$ может быть определено как «квазистатическое» – значение удельной синхронизирующей мощности, т. е. тангенс угла наклона касательной в рабочей точке угловой характеристики $P(\theta)$, соответствующей значениям параметров режима работы СМ и параметров СМ для текущего момента времени t . Полученное значение характеризует способность СМ оставаться в синхронизме при неизменности значений параметров, без учета асинхронного демпферного момента СМ и действий регуляторов.

Расчет синхронизирующей мощности $P_c(t)$ в ходе переходного процесса выполнен для трех способов определения угла нагрузки СМ θ . На рис. 11 представлены результаты расчета синхронизирующей мощности $P_c(t)$, выполненного по аналитической зависимости синхронизирующей мощности от угла нагрузки синхронной машины $P_c(\theta)$ в момент времени t для значений параметров режима работы СГ и параметров СГ, соответствующих допущениям применяемого способа.

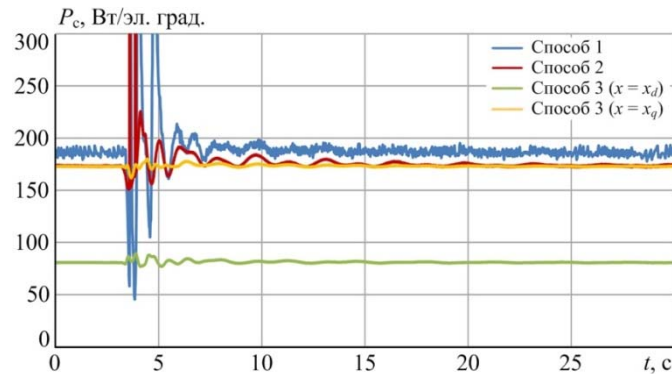


Рис. 11. Синхронизирующая мощность СМ, определенная по «квазистатической» угловой характеристике для момента времени t

На основе полученных аналитическим путем значений синхронизирующей мощности в соответствии с (1) рассчитывается синхронизирующая энергия, причем расчет выполняется как для всего процесса, так и отдельно для трех интервалов:

- установившийся режим до возмущения (0–3,3 с);
- переходный процесс непосредственно после него и кратковременные высокоамплитудные колебания частоты порядка 1,25 Гц (3,3–7,3 с);
- низкочастотные колебания частоты порядка 0,35 Гц, длительно существующие после затухания высокоамплитудных колебаний (7,3–30 с).

Результаты расчета синхронизирующей энергии для трех способов определения угла нагрузки θ представлены в табл. 1.

Таблица 1

Результаты расчета синхронизирующей энергии

Способ определения угла нагрузки	Синхронизирующая энергия на интервалах, Вт /эл. градус			
	0–3,3 с	3,3–7,3 с	7,3–30 с	0–30 с
Способ 1	614,1	1369,1	4251,0	6234,1
Способ 2	571,4	719,1	3968,5	5259,0
Способ 3 ($x = x_d$)	266,4	328,5	1839,7	2434,6
Способ 3 ($x = x_q$)	570,5	694,2	3933,7	5198,4

На результаты расчета синхронизирующей энергии влияет способ определения угла нагрузки и в целом они соответствуют полученным ранее значениям синхронизирующей мощности. Отдельно стоит отметить, что наибольшая разница характерна для интервала непосредственно после возмущения, на котором зависимость от способа определения угла нагрузки выражена наиболее ярко.

В качестве альтернативного подхода к расчету синхронизирующей мощности рассмотрено численное дифференцирование $\partial P(t)/\partial \theta(t)$. Непосредственное дифференцирование позволяет получить «динамическое» значение синхронизирующей мощности для электромеханической системы $P_c(t)$ как тангенс угла наклона касательной в точке $(P(t), \theta(t))$ траектории $P(t)$ от $\theta(t)$, учитывающее влияние момен-

та инерции ротора электромеханической системы, влияние изменений значений напряжения СМ, частоты напряжения СМ, тока возбуждения СМ, действие синхронизирующего момента СМ, асинхронного демпферного момента СМ и действие регуляторов. Однако результат такого расчета содержит разрывы тангенциального характера в окрестности точек, где $\partial\theta \rightarrow 0$, и может оказываться неопределенным в квазиустановившихся режимах, когда $\begin{cases} \partial\theta \rightarrow 0 \\ \partial P \rightarrow 0 \end{cases}$, что значительно осложняет дальнейшее применение полученных значений. Для достижения приемлемого результата могут быть применены различные техники численного дифференцирования.

Выводы

Результаты сравнительного анализа, выполненного для рассмотренного возмущения тестового модельного генератора, позволяют сделать следующие выводы.

1. Сравнимые методы расчета угла нагрузки и синхронизирующей мощности позволяют получать приемлемые результаты.

2. Наиболее надежным является метод непосредственного измерения угла нагрузки СМ на основе измерений углового положения ротора. Расчетные методы при этом могут применяться в отсутствие непосредственных измерений, однако область их использования следует ограничить с учетом погрешностей, вносимых принятыми допущениями.

3. Применение метода оценки участия генератора в НЧК на основе синхронизирующей мощности позволит улучшить управляемость энергосистемы и своевременно детектировать некорректные действия систем регулирования генераторов.

Целесообразно выполнить углубленный сравнительный анализ методов определения угла нагрузки как на аналогичной модели для других возмущений, так и на моделях, включающих несколько генераторов, и на реальных данных СМНР о возмущениях, затронувших несколько генераторов.

Предполагается реализация описанного метода в составе системы мониторинга системных регуляторов (СМСР). Основной функцией СМСР [7] является своевременное выявление незатухающих низкочастотных синхронных колебаний в эксплуатационных и аварийных режимах работы энергосистемы с определением генератора, являющегося их источником. Алгоритмы СМСР на сегодняшний день позволяют идентифицировать характерные неисправности в системе возбуждения генератора: отсутствие или несвоевременный ввод форсировки возбуждения, преждевременное снятие форсировки возбуждения при наличии возможности ее продолжения, некорректность работы ограничителя минимального и максимального токов возбуждения.

Список литературы

1. Аюев Б. И. Методы и модели эффективного управления режимами Единой электроэнергетической системы России. Дисс. докт. техн. наук. – Екатеринбург. 2008.
2. Иванов-Смоленский А. В. Электрические машины: учеб. для студентов вузов, обучающихся по направлению подгот. дипломиров. специалистов «Электротех-

- ника, электромеханика и электротехнологии»: в 2 т. / А. В. Иванов-Смоленский. 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2004.
3. *Arturo Roman Messina*, Inter-area Oscillations in Power Systems. 275 p., Springer US: 2009.
 4. *Graham Rogers*. Power System Oscillations. 328 p., Springer US: 2000.
 5. Бердин А. С., Герасимов А. С., Захаров Ю. П., Коваленко П. Ю. Мойсейченков А. Н. Оценка участия синхронного генератора в демпфировании низкочастотных колебаний по данным синхронизированных векторных измерений // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия «Энергетика». 2013. Т. 13. № 2. С. 62–68.
 6. Бердин А. С., Близняк Д. И., Коваленко П. Ю., Черепов А. С. Повышение качества измерений параметров электрического режима в ходе электромеханических переходных процессов // Сб. докладов 5-й Международной науч.-техн. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – Сочи, издание на CD-диске. CIGRE. 2015. С. 5.2-7.
 7. Герасимов А. С., Есипович А. Х., Шескин Е. Б., Штефка Й., Жуков А. В., Негреев А. П. Результаты комплексных испытаний и опытной эксплуатации пилотной системы мониторинга системных регуляторов // Сб. докладов 4-й Международной науч.-техн. конф. «Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем». – Екатеринбург, издание на CD-диске. CIGRE. 2013. С. 4.2-3.

Бердин Александр Сергеевич, д-р техн. наук, профессор, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: berdin@niipt-ems.ru

Герасимов Андрей Сергеевич, канд. техн. наук, доцент, заместитель генерального директора – директор департамента системных исследований и перспективного развития Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gerasimov@ntcees.ru

Коваленко Павел Юрьевич, аспирант кафедры «Автоматизированные электрические системы» Уральского федерального университета, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: kovalenko@niipt-ems.ru

Мойсейченков Александр Николаевич, канд. техн. наук, доцент кафедры «Электрические машины» Уральского федерального университета, инженер отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: a.n.moiseichenkov@urfu.ru

УДК 621.311

О. В. Гуриков, Й. Штефка

Алгоритм аппроксимации амплитудно-фазовой частотной характеристики дробно-рациональной функцией методом наименьших квадратов и его программная реализация

Выполнена программная реализация оригинального алгоритма аппроксимации частотной характеристики дробно-рациональной функцией. Программа может использоваться как для аппроксимации сложных частотных характеристик, полученных из цифровых моделей, так и экспериментально полученных частотных характеристик со значительной зашумленностью.

Ключевые слова: автоматический регулятор возбуждения, аппроксимация, метод наименьших квадратов, частотная характеристика.

Введение

В ОАО «НТЦ ЕЭС» на протяжении многих лет выполняются экспериментальные и исследовательские работы по анализу колебательной устойчивости энергосистем. В эти работы, как правило, входят проверка параметров настройки автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) сильного действия синхронных генераторов на цифровой и физической моделях энергосистемы, аттестация микропроцессорных АРВ отечественных и зарубежных производителей на физической модели, настройка параметров регулирования АРВ для конкретного энергообъекта.

При анализе колебательной устойчивости посредством цифрового моделирования требуются верифицированные математические модели АРВ. В процессе верификации возникает задача аппроксимации частотных характеристик каналов регулирования в виде, пригодном для использования в расчетных комплексах переходных процессов. В расчетных комплексах обычно используется представление передаточными функциями в операторном виде. Таким образом, возникает задача аппроксимации амплитудно-фазовой частотной характеристики (АФЧХ) дробно-рациональной функцией.

Для целей анализа колебательной устойчивости в ОАО «НТЦ ЕЭС» традиционно используются частотные методы, в которых по отношению к АРВ энергосистема представляется частотными характеристиками. Если аппроксимировать эти характеристики дробно-рациональной функцией, то анализ колебательной устойчивости может выполняться корневыми методами.

В статье [1] показано, что задача аппроксимации АФЧХ дробно-рациональной функцией может быть решена методом наименьших квадратов. Настоящая работа является ее продолжением.

Задача и метод ее решения

Полученная опытным путем АФЧХ $W_3(\omega)$ представляется в виде функции от угловой частоты ω :

$$W_3(\omega_i) = V(\omega_i) + jU(\omega_i), \quad i \in [1, N], \quad (1)$$

где N – количество точек функции $W_3(\omega)$;

$V(\omega)$, $U(\omega)$ – вещественная и мнимая части $W_3(\omega)$.

Необходимо АФЧХ (1) аппроксимировать полиномом вида:

$$W_{an}(p, \mathbf{a}, \mathbf{b}) = \frac{A(p, \mathbf{a})}{p^\ell \cdot B(p, \mathbf{b})} = \frac{\sum_{r=0}^n a_r p^r}{p^\ell \cdot \left(1 + \sum_{k=1}^m b_k p^k\right)}, \quad (2)$$

где ℓ , m , n – задаваемые степени полиномов;

$\mathbf{a}$, $\mathbf{b}$ – искомые коэффициенты полиномов $A(p, \mathbf{a})$ и $B(p, \mathbf{b})$.

Необходимо найти такие $\mathbf{a}$ и $\mathbf{b}$, чтобы для всех точек АФЧХ $W_3(\omega)$ выполнялось следующее равенство:

$$W_{an}(j\omega_i, \mathbf{a}, \mathbf{b}) - W_3(\omega_i) = 0, \quad i \in [1, N]. \quad (3)$$

Для реальных задач $m + n + 1 < N$, поэтому равенство (3) не может быть выполнено во всех точках. Тогда необходимо минимизировать модуль функции:

$$f_0(\omega, \mathbf{a}, \mathbf{b}) = W_3(\omega) - \frac{A(j\omega, \mathbf{a})}{(j\omega)^\ell \cdot B(j\omega, \mathbf{b})}. \quad (4)$$

Минимизация модуля функции (4) является сложной оптимизационной задачей, так как она является функцией комплексного переменного, количество коэффициентов аппроксимации может быть значительно и все коэффициенты $\mathbf{b}$ входят в нее нелинейно.

Задача становится линейной относительно всех коэффициентов $\mathbf{a}$ и $\mathbf{b}$, если (4) умножить на $(j\omega)^\ell \cdot B(j\omega, \mathbf{b})$ и представить в следующем виде:

$$f_1(\omega, \mathbf{a}, \mathbf{b}) = \left(W_3'(\omega) \cdot B(\omega, \mathbf{b}) - A(\omega, \mathbf{a})\right), \quad W_3'(\omega) = W_3(\omega) \cdot (j\omega)^\ell. \quad (5)$$

Тогда задача решается итерационно методом наименьших квадратов при минимизации функции:

$$F(\mathbf{a}, \mathbf{b}) = \sum_{i=1}^N K(\omega_i) \cdot |f_1(\omega_i, \mathbf{a}, \mathbf{b})|^2 \rightarrow \min, \quad (6)$$

где $K(\omega)$ – произвольная вещественная масштабная функция.

На первой итерации принимается $K(\omega) = 1$ и находятся коэффициенты $\mathbf{a}_1$ и $\mathbf{b}_1$. На каждой следующей итерации находятся коэффициенты $\mathbf{a}_{it}$ и $\mathbf{b}_{it}$ для масштабной функции, равной $K(\omega) = K_1(\omega) \cdot |B(j\omega, \mathbf{b}_{it-1})|^{-2}$, где $K_1(\omega)$ – весовая функция, оценивающая степень достоверности определения исходных экспериментальных точек.

Приравниванием нулю производных выражения (6) по координатам векторов **a** и **b**, формируется система $m + n + 1$ линейных уравнений для определения координат векторов **a** и **b**. Эту систему можно записать в матричной форме:

$$\mathbf{C} \cdot \mathbf{X} + \mathbf{D} = 0, \quad (7)$$

где **C** – матрица коэффициентов размерностью $(m + n + 1) \times (m + n + 1)$;

D – вектор свободных членов размерностью $(m + n + 1)$;

X – вектор коэффициентов **a** и **b** размерностью $(m + n + 1)$.

Систему уравнений (7) можно представить в блочном виде и используя свойства функций комплексного переменного получить:

$$\begin{pmatrix} \mathbf{C11} & \mathbf{C12} \\ \mathbf{C21} & \mathbf{C22} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \mathbf{a} \\ \mathbf{b} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \mathbf{D1} \\ \mathbf{D2} \end{pmatrix} = 0, \quad (7')$$

$$d1_r = \sum_{i=1}^N (\omega_i)^r \cdot K(\omega_i) \cdot [-V(\omega_i) \cdot \tau(r) + U(\omega_i) \cdot \tau(r+1)],$$

$$d2_k = \sum_{i=1}^N (\omega_i)^k \cdot K(\omega_i) \cdot |W(\omega_i)|^2 \cdot \tau(k),$$

$$c11_{r,s} = \sum_{i=1}^N (\omega_i)^{r+s} \cdot K(\omega_i) \cdot \tau(r-s),$$

$$c12_{r,k} = \sum_{i=1}^N (\omega_i)^{r+k} \cdot K(\omega_i) \cdot [-V(\omega_i) \cdot \tau(r-k) + U(\omega_i) \cdot \tau(r-k+1)],$$

$$\mathbf{C21} = \mathbf{C12}^T,$$

$$c22_{k,q} = \sum_{i=1}^N (\omega_i)^{k+q} \cdot K(\omega_i) \cdot |W(\omega_i)|^2 \cdot \tau(k-q),$$

где $d1_r$, $d2_k$, $c11_{r,s}$, $c12_{r,k}$, $c22_{k,q}$ – элементы матриц и векторов **D1**, **D2**, **C11**, **C12**, **C22** соответственно,

$$r, s \in [0, n], \quad k, q \in [1, m], \quad \tau(n) = (-1)^{\frac{n}{2}} + (-1)^{\frac{n-1}{2}},$$

Функция $\tau(n)$ вещественна при всех значениях целого n :

$$\tau(n) = \begin{cases} 2 \cdot (-1)^{\frac{n \bmod(4)}{2}} & \text{при } n \bmod(4) - \text{четном;} \\ 0 & \text{при } n \bmod(4) - \text{нечетном.} \end{cases} \quad (8)$$

Следует отметить, что **C** является плохо обусловленной матрицей. Поэтому решение находится в следующем виде:

$$\mathbf{X} = -\mathbf{V} \cdot (\mathbf{V} \cdot \mathbf{C} \cdot \mathbf{V})^{-1} \cdot (\mathbf{V} \cdot \mathbf{D}). \quad (9)$$

Матрица V является диагональной и выбирается такой, чтобы все диагональные элементы матрицы $V \cdot C \cdot V$ были равны 1, что значительно улучшает обусловленность. Значения ее элементов $v_{i,j}$ вычисляются при $i, j \in [0, n+m]$ по формуле:

$$v_{i,j} = \begin{cases} 1/\sqrt{c_{i,j}} & \text{при } i = j; \\ 0 & \text{при } i \neq j, \end{cases}$$

где $c_{i,j}$ – элемент матрицы C .

Реализация

Представленный алгоритм реализован в виде приложения для ОС Windows и используется для аппроксимации экспериментально полученных АФЧХ.

На рис. 1 представлено окно программы с результатом аппроксимации АФЧХ канала регулирования АРВ по производной напряжения, полученной с физической модели. На рис. 2 представлено окно программы с результатом аппроксимации АФЧХ отношения частоты напряжения статора к напряжению возбуждения одного из генераторов энергосистемы, полученной на основе математической модели высокого дифференциального порядка.

В первом случае среднеквадратическая погрешность аппроксимации составила 2,64% и объясняется наличием «шумов» в области высоких частот экспериментально полученной АФЧХ. Во втором случае погрешность составила $10^{-4}\%$, что можно считать точным совпадением.



Рис. 1. Окно программы при аппроксимации данных с наличием «шума», полученных на основе физической модели энергосистемы

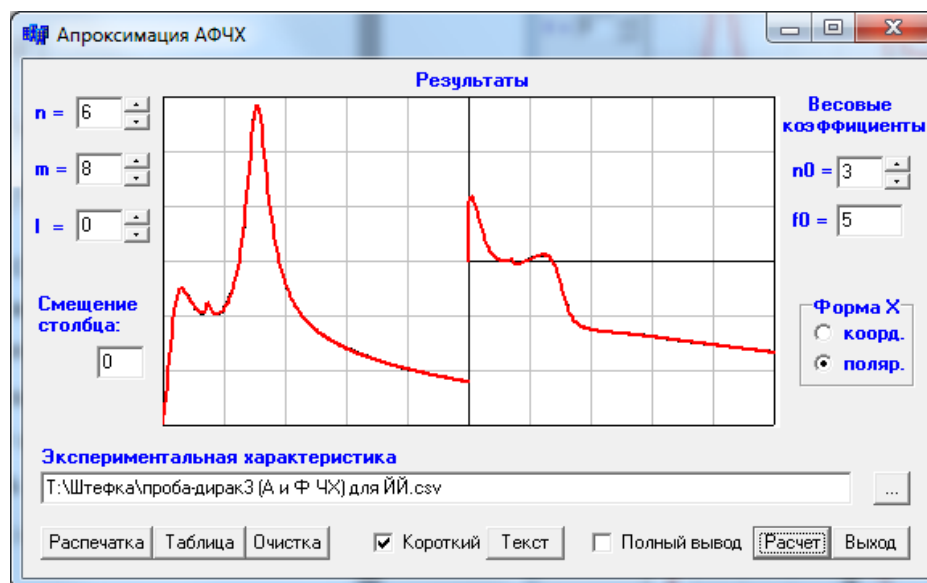


Рис. 2. Окно программы при аппроксимации данных, полученных на основе математической модели энергосистемы

Заключение

Реализован алгоритм аппроксимации амплитудно-фазовой частотной характеристики дробно-рациональной функцией методом наименьших квадратов.

Алгоритм может быть использован при суммарной степени аппроксимации до $m + n = 40$.

Алгоритм пригоден как для аппроксимации частотных характеристик, полученных из цифровых моделей, так и экспериментально полученных частотных характеристик со значительной зашумленностью.

Алгоритм успешно применяется для аппроксимации экспериментально полученных АФЧХ каналов регулирования АРВ, а также при аппроксимации частотных характеристик энергосистем при анализе колебательной устойчивости.

Список литературы

1. Выборных И. Г., Гуриков О. В. Алгоритм аппроксимации частотных характеристик методом наименьших квадратов // Известия НТЦ Единой энергетической системы. 2014. № 2 (71). С. 35–42.

Гуриков Олег Викторович, магистр техники и технологии, младший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: gurikov_o@ntcees.ru

Штейка Йозеф, канд. техн. наук, старший научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: stefka_j@ntcees.ru

УДК 621.313

Ю. Н. Гараев, Е. К. Лоханин, Е. Л. Россовский

Отличия синхронных машин продольно-поперечного возбуждения от асинхронизированных синхронных машин

Представлены классификация и отличия синхронных машин продольно-поперечного возбуждения и асинхронизированных синхронных машин, а также результаты моделирования синхронных машин продольно-поперечного возбуждения.

Ключевые слова: продольно-поперечное возбуждение, управляющая поперечная обмотка, системы АРВ синхронных и асинхронизированных машин.

Введение

В статье развиваются научные положения математического моделирования синхронных и асинхронизированных машин продольно-поперечного возбуждения (СМ ППВ и АСМ) при расчетах установившихся и переходных режимов в энергосистемах, опубликованные ранее в [1–3].

Задачей данной публикации является устранение ошибочного представления СМ ППВ и их систем регулирования асинхронизированными, что, в частности, имеет место в [5]. Для этой цели разделы 1 и 13 в [3] значительно расширены и выделены в отдельную статью.

Классификация СМ ППВ и АСМ

СМ ППВ выполняются в двух вариантах: с симметричными (одинаковыми) обмотками возбуждения и с несимметричной системой обмоток возбуждения.

У неявнополюсных СМ ППВ возможно размещение на роторе как симметричных, так и несимметричных обмоток возбуждения, а у явнополюсных – только несимметричных.

При несимметричных обмотках рабочее поле возбуждения в основном создается продольной обмоткой, а поперечная обмотка выполняет функции управляющей. Такие обмотки получили название управляющих поперечных обмоток (УПО), намагничивающая сила (НС) которых составляет около 5–10 % от НС продольной обмотки возбуждения. При этом размещение УПО становится возможным без сколько-нибудь существенного увеличения размеров роторов этих машин по сравнению с таковыми СМ одноосного возбуждения.

У СМ ППВ с симметричными обмотками возбуждения (СОВ) на роторе в создании рабочего поля возбуждения участвуют в равной степени обе обмотки.

Как правило, у машин с несимметричной обмоткой возбуждения обмотка, размещенная в поперечной оси, которая выполняет функции управляющей, вступает в действие, в основном, в переходных режимах работы.

Устойчивость СМ ППВ характеризуется, как и у обычных СМ одноосного возбуждения, углом сдвига ротора δ . Однако зависимости электромагнитного момента от угла δ у СМ ППВ и СМ ПВ различны.

Электромагнитный момент для СМ ППВ [4] представляется как:

$$M_{\Sigma} = \frac{E_q U}{x} \sin \delta + \frac{E_d U}{x} \cos \delta = \frac{E_{\Sigma} U}{x} \sin(\delta + \alpha), \quad (1)$$

где $E_{\Sigma} = \sqrt{E_q^2 + E_d^2}$ – модуль суммарной ЭДС;

$\alpha = \arctg \frac{E_d}{E_q}$ – угол, определяющий соотношение ЭДС в обмотках ротора.

Для СМ ПВ электромагнитный момент определяется известной угловой характеристикой, а именно:

$$M_{\Sigma} = \frac{E_q U}{x} \sin \delta.$$

К настоящему времени у нас в стране создан и введен в успешную эксплуатацию ряд синхронных турбогенераторов (СТГ) как с СОВ, так и с УПО на роторе.

В частности, в России введен в эксплуатацию в Мосэнерго один синхронный турбогенератор мощностью 110 МВт с воздушным охлаждением с СОВ на роторе, а также четыре СТГ с УПО на роторе: три машины мощностью 160 МВт на ТЭЦ № 23 и № 21 и одна машина мощностью 320 МВт на Каширской ГРЭС. Кроме того, на подстанции Бескудниково Мосэнерго введены два неявнополюсных синхронных компенсатора с УПО на роторе мощностью 100 МВ·А.

Ранее на Украине в Львовэнерго на Бурштынской ГРЭС были введены в эксплуатацию два синхронных турбогенератора с СОВ на роторе мощностью 200 МВт с водородным охлаждением.

Следует заметить, что все вышеуказанные СТГ ППВ в [5] необоснованно представлены как АСМ.

В России научно-технические исследования СМ ППВ как с СОВ, так и с УПО на роторе, проводились преимущественно во ВНИИЭ, а именно: СТГ с СОВ – под руководством М. М. Ботвинника и затем Ю. Г. Шакаряна, а СТГ с УПО – под руководством Э. А. Каспарова.

Следует отметить, что терминология и классификация СМ ППВ как у нас, так и за рубежом, совпадают. Вместе с тем в отдельных публикациях, в частности в [5], предпринимается попытка переклассифицировать СМ ППВ в АСМ вопреки их основным свойствам и конструктивному исполнению. Это является некорректным и вводит читателя в заблуждение относительно основных нормальных режимов работы этих машин.

По утверждению авторов [5] «...машины продольно-поперечного возбуждения и асинхронизированные машины различаются между собой не конструкцией ротора, наличием или отсутствием симметрии обмоток возбуждения, не синхронностью или регулированием частоты вращения ротора, а единственно принципом формирования напряжений возбуждения». Такое утверждение противоречит основополагающим представлениям об АСМ, созданных автором этих машин М. М. Ботвинником [7, 8], которых придерживаются и авторы данной статьи.

Авторы [5] игнорируют одно из главных различий между АСМ и СМ ППВ, заключающееся в питании обмоток возбуждения АСМ переменным током частоты

ты $f_2 = sf_1$. При симметрии обмоток ротора создается круговое вращающееся поле возбуждения, что предопределяет возможность асинхронизации машины, при которой электромагнитный момент и устойчивость режимов работы зависят не от угла δ , а от скольжения s . Это достигается наряду с применением предложенных в работах М. М. Ботвинника, Н. Н. Блоцкого и М. С. Фези-Жилинской [6–8] гармонических функций АРВ.

Именно фактор – ток частоты $f_2 = sf_1$, амплитуда и частота которого изменяются в соответствии с заданным законом управления [8], является основным и обуславливает все прочие жестко связанные между собой режимные и конструктивные отличия АСМ от СМ ППВ. Авторы [5] эти связи между свойствами и конструктивным исполнением машин игнорируют. Режимы работы АСМ с частотой тока возбуждения $f_2 = 0$ являются частным случаем.

Конструктивно АС-машины имеют *шихтованные* (для исключения перегрева от вихревых токов в нормальных режимах работы, т. е. *при работе со скольжением*) и *неявнополюсные роторы* (для возможности размещения симметричных обмоток с целью создания кругового вращающегося поля).

В отличие от АСМ у СМ ППВ возможно размещение как одинаковых, так и неодинаковых обмоток возбуждения. Здесь не может идти речь о создании кругового вращающегося поля возбуждения, которое требуется для АС-машины. *Питание обмоток возбуждения у СМ ППВ такое же, как у СМ ПВ и осуществляется в отличие от АСМ постоянным током.*

Большой объем научно-технических исследований СМ с несимметричной системой обмоток на роторе (УПО) был выполнен во ВНИИЭ Э. А. Каспаровым [4], который никогда не рассматривал эти машины как асинхронизированные.

Для АС-машин в [8] было получено выражение электромагнитного момента M_Σ , зависящее от скольжения s (обозначения общепринятые):

$$M_\Sigma = \frac{U^2}{x} \frac{s\omega_s}{1+s^2} \frac{\mu_T T}{\omega_s^2 \sigma^2 T^2} + \frac{U}{x} K_{oi} . \quad (2)$$

Асинхронизированная машина может работать не только с синхронной, но и отличной от синхронной скоростью вращения, и при этом устойчивость этой машины определяется не углом δ , как в СМ ППВ, а ее скольжением s , как в асинхронной машине. В этом и заключается смысл понятия асинхронизированной машины по М. М. Ботвиннику.

На основании приведенных в [6–9] исследований следует, что АС-машины обладают значительно большей устойчивостью по сравнению с СМ ППВ, особенно в переходных режимах, связанных с изменениями частоты в энергосистемах.

Следует отметить, что выражением (2) авторы [5] пренебрегают и при этом определяют M_Σ АСМ формулой (1), соответствующей СМ ППВ, а не АСМ (2). Именно в этом и заключаются ошибки в трактовке АСМ авторами [5]. Это касается также описания систем регулирования этих машин. Вышесказанное и вносит разногласия в представлениях СМ ППВ и АСМ М. М. Ботвинника [8] и авторов [5].

Отмеченные выше различия электромагнитных моментов СМ ППВ и АСМ предопределяют разные изменения рабочего поля возбуждения, углов δ в уравне-

ниях движения и соответственно их основные свойства и конструктивное исполнение. Эти факторы, обуславливающие все режимные отличия АСМ от СМ ППВ, игнорируются в [5].

В зависимости от типа АС-машины (генератор, двигатель, генератор-двигатель, электромеханический преобразователь частоты) и конкретных условий их работы в энергосистеме законы, структуры АРВ, способы и средства их формирования могут быть разными.

Наряду с применением гармонических функций общим для всех случаев является использование структуры АРВ сильного действия, которую впервые ввел М. М. Ботвинник, позволившей собственно и реализовать идею АС-машины.

Поэтому выдвигание в [5] в качестве единственного к тому же ошибочного различия между АСМ и СМ ППВ принципа формирования напряжений возбуждения с отработкой управления по моменту и напряжению представляется несостоятельным: не АРВ для разработанного того или иного типа машины, а напротив в [5] машина под конкретный закон АРВ. При этом даже явнополюсные машины с УПО на роторе становятся асинхронизированными. И наконец, при установке АРВ пропорционального действия или отсутствии АРВ ($U_f = \text{const}$), что не исключено при эксплуатации, возникает вопрос: к какому классу авторы [5] отнесут тогда такую машину?

В предлагаемой в [5] терминологии, в частности, машин с УПО на роторе, эти машины необоснованно называются асинхронизированными.

Эти машины по режимным характеристикам и конструктивному исполнению, как утверждает их разработчик Э. А. Каспаров [4], являются синхронными.

Из-за электрической несимметрии у неявнополюсных машин, а у явнополюсных машин дополнительно из-за магнитной асимметрии ротора никакой речи о создании кругового вращающегося поля возбуждения, требуемого для нормального режима работы АС-машины, идти не может.

Приводимый авторами [5] пример АРВ СТГ с СОВ на роторе, ни по каким показателям (как режимным, так и конструктивным) не попадающего в класс АС-машин, с раздельным управлением электромагнитным моментом и напряжением генератора, лишний раз подтверждает несостоятельность приведенного критерия различия между АСМ и СМ ППВ.

В СМ с УПО на роторе разные системы АРВ (пропорционального и сильного действия) реализуются как независимые функции регулирования возбуждения по d , q -осям ротора, так и гармонические функции с преобразователем координат. При этом Ю. Г. Шакарян, будучи соавтором статьи [13] по синхронному компенсатору КСП-320 с АРВ, включающим в себя преобразователь координат, раньше считал эти машины синхронными. Того же мнения придерживался соавтор этой статьи выдающийся ученый в области электрических машин Л. Г. Мамиконянц.

Самое интересное, что Ю. Г. Шакарян в своем утверждении по поводу общепринятости предлагаемой им терминологии противоречит самому себе. Чтобы в этом убедиться, достаточно ознакомиться с книгой [14] И. Л. Осина и Ю. Г. Шакаряна (с. 12, 124).

Из вышесказанного следует, что системы АРВ АСМ и СМ ППВ отличны друг от друга. Их сближает наличие преобразователя координат, обуславливающего

изменения напряжения на кольцах ротора. Но это отнюдь не является основанием названия систем АРВ и самих машин ППВ асинхронизированными, как это делается в [5].

Следует отметить, что преобразователь координат был впервые введен М. М. Ботвинником применительно к СМ ППВ [7], а уже затем – к АСМ.

Отметим также, что первые в мире асинхронизированные синхронные гидрогенераторы мощностью 50 МВ·А были созданы в СССР под научным руководством М. М. Ботвинника в 1961 г. для Иовской ГЭС в Колэнгеро. В настоящее время они демонтированы по сроку эксплуатации.

За рубежом (Япония, Германия и др.), как известно, АСМ стали применяться несколько позднее, но достаточно широко в качестве асинхронизированных генераторов-двигателей на гидроаккумулирующих электростанциях.

Сопоставительные расчеты переходных процессов в генераторах с продольно-поперечным и продольным регулированием

Анализу подлежат два генератора ППВ Бурштынской ГРЭС с их системами АРВ с преобразователем координат (рис. 1), которые по своим характеристикам, как будет показано ниже, являются синхронными. Автоматический регулятор возбуждения таких машин формирует управляющие сигналы в системе координат (x, jy) , связанной с вектором напряжения опорного узла. При этом сигналы канала регулирования напряжения определяются по оси x , а момента – по оси y [3].

Следует отметить, что в [5] те же генераторы и их системы регулирования рассматриваются как асинхронизированные на том основании, что в них присутствует преобразователь координат. Однако такое представление не только противоречит описанию АСМ М. М. Ботвинника [8], но и лишено смысла. Наличие преобразователя координат из системы x, y в систему d, q позволяет учитывать каналы регулирования и стабилизации постоянными коэффициентами K_I, K_S, K_φ , и K_{U0} .

Именно в этом основное назначение данного преобразования. При его отсутствии потребовалось бы учитывать указанные каналы переменными коэффициентами, что существенно усложнило бы расчет системы регулирования.

Здесь просматривается аналогия с представлением исходных уравнений электрических машин с переменными индуктивными сопротивлениями и уравнениями Парка – Горева с постоянными коэффициентами с преобразованием координат. При этом никто не называет уравнения Парка – Горева асинхронизированными.

Выходные напряжения управляющих сигналов регуляторов АРВ в осях x, y :

$$И_x = E_{xe0} + U_x; \quad И_y = E_{ye0} + U_y,$$

где E_{xe0}, E_{ye0} – начальные значения управляющих сигналов АРВ.

Управляющие сигналы регуляторов преобразуются из системы координат (x, jy) в систему (q, jd) путем следующего преобразования:

$$И_q + jИ_d = (И_x + jИ_y)e^{-j\varphi_u},$$

где φ_u – угол между системами координат (x, jy) и (q, jd) ;

$I_{га}$ – активная составляющая тока генератора;

s – скольжение вектора напряжения опорного узла.

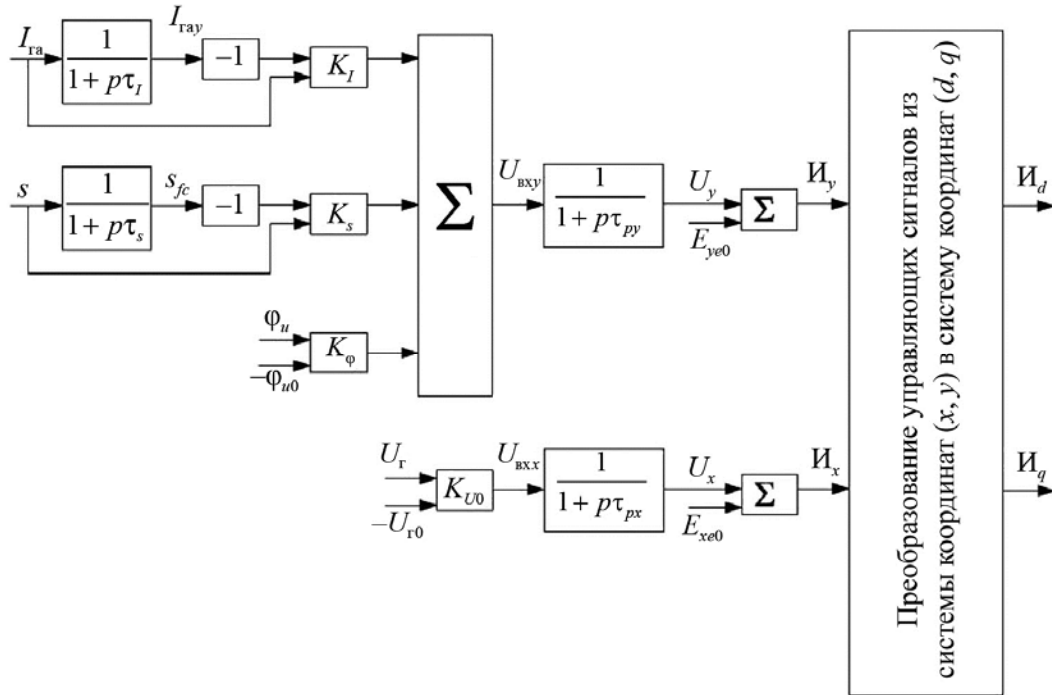


Рис. 1. Структурная схема автоматического регулятора продольно-поперечного возбуждения с преобразователем координат

На рис. 2 приведены результаты расчетов скольжений генераторов ППВ и обычных генераторов ПВ в течение переходного процесса, вызванного 3-фазным КЗ. Указанные расчеты проводились с повышенной точностью. Как видно из рис. 2, значения скольжений роторов этих машин устанавливаются одинаковыми – равными нулю. Подобным же образом вели себя указанные генераторы и в других режимах работы [9].

Таким образом, в отличие от АРВ АСМ, система АРВ рассматриваемых генераторов исключает работу со скольжением в установившемся режиме.

Более того, исследуемые генераторы характеризуются устойчивостью по углу δ , свойственной синхронным машинам.

Следует также отметить, что эти машины считаются синхронными и за рубежом [10, 11].

Поэтому утверждение авторов [5], что АРВ СТГ с СОВ на роторе попадает в класс АС-машин представляется несостоятельным.

Более того, система регулирования возбуждения в этих генераторах, в отличие от АСМ, не может работать устойчиво при наличии канала по скольжению, определяя структурную неустойчивость исследуемой системы регулирования в целом. Утверждение же Ю. Г. Шакаряна о сохранении устойчивой работы этой

системы при очень малых скольжениях (порядка $s < 0,001$ о.е.) соизмеримых с погрешностями их измерений является ошибочным.

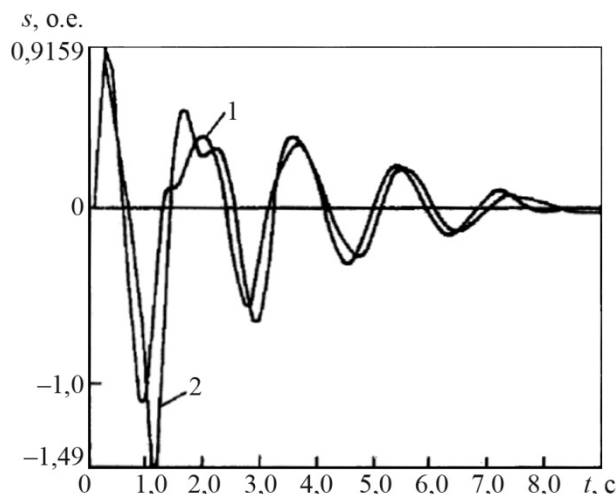


Рис. 2. Изменение скольжений генераторов с продольно-поперечным регулированием (1) и продольным регулированием (2) при КЗ с последующим отключением линий

Таким образом, два генератора Бурштынской ГРЭС с исследуемой системой регулирования обладают классическими свойствами синхронных, а не асинхронизированных генераторов, как это утверждают авторы [5].

На основании сказанного возникает естественный вопрос – какой же смысл названия «асинхронизированный» для этих синхронных машин продольно-поперечного возбуждения.

Указанные авторы относят также к классу АСМ и СМ ППВ с УПО на роторе, полностью игнорируя классическое определение АСМ, данное М. М. Ботвинником, а именно: «машину с характеристикой синхронного момента, определяемой по скольжению, будем сокращенно называть АСМ (асинхронизированная синхронная машина), где термин асинхронизированная указывает на возможность работы со скольжением в установившемся режиме» [8].

Из приведенного определения М. М. Ботвинника однозначно следует, что при отсутствии возможности работы со скольжением термин «асинхронизированная» для СМ ППВ с СОВ на роторе теряет всякий смысл.

Бессмысленным и к тому же невозможным является создание кругового вращающегося поля возбуждения в СМ ППВ с УПО на роторе с целью определения этих машин асинхронизированными.

Следует отметить, что принятая авторами [5] ошибочная терминология АСМ введена ими в методические указания по применению асинхронизированных турбогенераторов [12]. Создается впечатление, что у нас СМ ППВ перестали существовать, превратившись по велению указанных авторов в асинхронизированные. О многочисленных публикациях по машинам двухосного возбуждения у нас и за рубежом [4, 9–11], полностью отвергающих терминологию авторов [5] говорить не приходится.

Выводы

1. Проанализированы основные отличия синхронных машин продольно-поперечного возбуждения (СМ ППВ) от асинхронизированных машин (АСМ).

2. Проведенные исследования показали, что синхронные генераторы Бурштынской ГРЭС и их системы регулирования в [5] необоснованно представляются асинхронизированными. Также ошибочно представляются асинхронизированными СТГ с УПО на роторе.

3. Искаженные понятия АСМ в [5] препятствуют возобновлению в России их промышленного производства, несмотря на то, что они обладают значительно большей устойчивостью при нарушениях режимов их работы по сравнению с СМ ППВ.

4. Актуальность и практическая полезность данной публикации заключается в том, что вопросы, затронутые в ней, будут способствовать возобновлению в России промышленного производства асинхронизированных машин большой мощности, основные положения которых были разработаны М. М. Ботвинником.

5. В заключение отметим, что расчетные модели синхронных машин с продольно-поперечным регулированием возбуждения реализованы в программных режимных комплексах ДИС КУ и ДАКАР, широко внедряемых в энергосистемах России и ближнем зарубежье, и позволяют выполнять анализ переходных режимов энергосистем с точностью, приемлемой для практических исследований.

Список литературы

1. Лоханин Е. К., Мамиконянц Л. Г. Еще раз о математическом моделировании синхронных и асинхронизированных машин при анализе процессов в энергосистемах // *Электричество*. 2000. № 2.
2. Лоханин Е. К., Лохматов А. П., Мамиконянц Л. Г., Скрытник А. И. Моделирование асинхронизированного турбогенератора // *Электричество*. 2001. № 6.
3. Лоханин Е. К., Гараев Ю. Н., Россовский Е. Л. Особенности моделирования синхронных машин продольно-поперечного возбуждения // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. 2015. № 1 (72).
4. Каспаров Э. А. Новые режимные возможности синхронных машин в энергосистемах. – М.: Спутник+, 2011.
5. Шакарян Ю. Г., Лабунец И. А., Плотникова Т. В., Сокур П. В. и др. Разработка и перспективы применения новых типов турбогенераторов с векторной системой управления возбуждением // *Электротехника*. 2010. № 2.
6. Ботвинник М. М., Фези-Жилинская М. С. Регулирование возбуждения синхронных машин в продольной и поперечной осях ротора // *Труды ЦНИЭЛ*. Вып. 6. – М.: Госэнергоиздат, 1957.
7. Блоцкий Н. Н., Ботвинник М. М. Асинхронизированные синхронные машины // *Труды ВНИИЭ*. № 9. – М.: Госэнергоиздат, 1959.
8. Ботвинник М. М. Асинхронизированная синхронная машина. – М.: Госэнергоиздат, 1960.
9. Лоханин Е. К. Методы моделирования, расчета и анализа стационарных и переходных режимов в энергосистемах / Монография. 456 с. – Изд-во «Знак», 2014.

10. *Malik O. P.* et al. Dual-exitaded synchronous machines – characteristics and application in the large power system. J.Inst.Eng.(India) Elec. Eng. Div, 1975, 56, № 1.
11. *Andrew Y., Vitaly Y.* Pulse controlled thyristor excitation regulator for a two-axis synchronouse machine. «IEEE Con/Rec. 9th Annu. Meet IEEE Ind APPL.Soc., Pittsburg, Pa, 1974, Part 1», New York, N. Y., 1974.
12. *Лабунец И. А., Лохматов А. П., Шакарян Ю. Г.* и др. Методические указания по применению асинхронизированных турбогенераторов на реконструируемых, расширяемых и вновь строящихся тепловых электростанциях различных типов. – М.: Изд-во ВНИИЭ РАО «ЕЭС России», 1996.
13. *Вишняков Г. К., Давыдов И. Г., Каспаров Э. А., Кабанов П. С., Мамиконянц Л. Г., Суханов Л. А., Шакарян Ю. Г.* Пути создания мощных синхронных компенсаторов продольно-поперечного возбуждения //Электричество. 1984. № 9.
14. *Осин И. Л., Шакарян Ю. Г.* Электрические машины: синхронные машины. – М.: Высшая школа, 1990.

Гараев Юрий Николаевич, ведущий инженер лаборатории электрических режимов, статической и динамической устойчивости института «Энергосетьпроект» (ООО «Институт „Энергосетьпроект“»).

E-mail: garaev@mosesp.ru

Лоханин Евгений Константинович, д-р. техн. наук, профессор, начальник лаборатории электрических режимов, статической и динамической устойчивости института «Энергосетьпроект» (ООО «Институт „Энергосетьпроект“»).

E-mail: rossovskiy@orzaum.ru

Россовский Ефим Львович, старший научный сотрудник лаборатории электрических режимов, статической и динамической устойчивости института «Энергосетьпроект» (ООО «Институт „Энергосетьпроект“»).

E-mail: rossovskiy@orzaum.ru

**Комментарий редакционной коллегии журнала
к статье Ю. Н. Гараева, Е. К. Лоханина, Е. Л. Россовского
«Отличия синхронных машин продольно-поперечного
возбуждения от асинхронизированных машин»**

Данная статья является продолжением статьи тех же авторов, размещенной в предыдущем номере журнала. Обе статьи посвящены вопросам моделирования синхронных машин с двумя обмотками возбуждения, а также терминологическим вопросам представления различных видов этих машин. И если материал, представленный по первому вопросу, является, безусловно, полезным и не вызывает сомнений, то предлагаемая авторами терминология вызывает определенные возражения.

Собственно предлагаемое авторами разделение этих машин на три группы (АСМ, СМ ППВ, СМ УОВ) непротиворечиво. Однако есть, по крайней мере, два обстоятельства, которые, на наш взгляд, не следует игнорировать. Во-первых, в эти градации не укладываются некоторые устоявшиеся определения и аббревиатуры, в частности асинхронизированный турбогенератор (АСТГ), который выпускается энергомашиностроительными предприятиями.

Второе немаловажное обстоятельство заключается в следующем. Все разработки по этому классу машин выполнялись во ВНИИЭ большим коллективом сотрудников, в том числе всеми упомянутыми в статье специалистами. Очевидно, это дает преимущественное право ВНИИЭ (НТЦ ФСК) на выбор терминов, определяющих эти объекты. Собственно речь идет об определении всего класса этих машин с последующим подразделением по назначению, конструктивным особенностям, алгоритму управления возбуждением и т. д. С учетом всех обстоятельств предлагаем назвать весь этот класс машин асинхронизированными (АСМ). Этот термин был предложен М. М. Ботвинником и имел, возможно, более узкий смысл, нежели предлагается придать ему теперь. Однако тем самым из всего коллектива сотрудников ВНИИЭ выделяем общепризнанного «первооткрывателя» этого направления в отечественной электроэнергетике, а во-вторых уходим от неплототворных противоречий.

Очевидна некоторая условность такого обобщения, охватывающего не только машины, работающие со скольжением в нормальных режимах, но и машины, управляемые за счет изменения угла вектора ЭДС. Ключевым понятием в определении «асинхронизированной» машины является дополнительная управляемость, обеспечиваемая второй обмоткой возбуждения и соответствующим алгоритмом управления.

Можно привести множество примеров, когда определения и тем более аббревиатуры того или иного объекта или явления дают более широкое представление об объекте или явлении по сравнению с реальным положением вещей. Это делается с самыми разными целями – краткостью, благозвучностью, расчетом на перспективу развития и т. д. Одной из целей нашего предложения является желание прийти к соглашению, исключающему противоречия в существующей терминологии и устраняющему непродуктивные разночтения.

Кроме того, мы хотели бы обратить внимание на заслуги М. М. Ботвинника в электроэнергетике (помимо АСМ вспомним хотя бы сильное регулирование возбуждения), часто заслоняемые его выдающимися успехами в области шахмат и шахматных программ для ЭВМ.

УДК 621.314

О. В. Сулова

Разработка, исследование и применение технологий передачи электроэнергии постоянным током в Китае

Представлен обзор направлений научных и инженерных работ в области технологий передачи электроэнергии постоянным током в Китае. Основные направления: ППТ ультравысокого напряжения и увеличение их пропускной способности, создание мощных многоуровневых преобразователей напряжения и передач на их основе, создание законодательной и технической базы для развития сетей постоянного тока, применение сетей постоянного тока для получения электроэнергии с ветроэлектрических установок.

Ключевые слова: передачи постоянного тока ультравысокого напряжения, передача постоянного тока на преобразователях напряжения, модульный многоуровневый преобразователь напряжения, ветроэлектрическая установка, сети постоянного тока.

Введение

За последние 15 лет Китайская энергосистема стала площадкой для внедрения новых технологий электропередач постоянного тока. Активно используются все известные преимущества постоянного тока [1] для передачи электрической мощности на дальние расстояния, через водные преграды на островные и полуостровные территории, для осуществления глубоких вводов в промышленные центры и большие города, присоединения изолированных энергосистем к единой электрической сети, осуществления несинхронного объединения энергосистем переменного тока, получение электроэнергии с ветроэлектрических установок (ВЭУ) в открытом море.

В энергосистеме Китая в генерирующих мощностях доля тепловых электростанций составляет 71,48 %, гидроэлектростанций – 21,75 %, ветроэлектростанций – 5,36 %, атомных электростанций – 1,1 %. Необходимость строительства передач электроэнергии на дальние расстояния связана с неравномерностью распределения энергоресурсов и потребления по территории страны. Две трети угольных энергоресурсов расположены в северной части страны, 80 % гидроэнергетических ресурсов – в западной части. Расстояние между генерирующими мощностями и основными потребителями, расположенными в восточной части Китая, составляет от 800 до 3 000 км.

Энергосистема Китая отличается высоким ростом энергопотребления, примерно на 100 ГВт ежегодно начиная с 2006 г. По прогнозам к 2030 г. количество потребляемой электроэнергии в Китае увеличится в два раза по сравнению с текущим уровнем. На сегодняшний день пропускная способность существующих передач, связывающих электростанции, расположенные в западных и северных регионах, и центры нагрузки, расположенные на востоке, составляет 350 ГВт. К 2030 г. ее планируют увеличить до 675 ГВт.

Мощные кабельно-воздушные ППТ с применением преобразователей напряжения сооружаются с целью повышения надежности энергоснабжения мегаполисов и островных территорий Китая.

Ветроэнергетика в Китае также интенсивно развивается. Общая установленная мощность ветроэлектростанций на 2012 г. составляла 75,32 ГВт, к 2020 г. планируемая установленная мощность составит 120 ГВт. Один из способов интеграции ВЭУ в электрическую сеть – применение передач постоянного тока на преобразователях напряжения.

1. Развитие ППТ высокого и ультравысокого напряжения

Увеличение напряжения передач электроэнергии на дальние расстояния дает ряд положительных технико-экономических эффектов, а именно: увеличение пропускной способности, уменьшение потерь, стоимости и отчуждаемой территории. Например, стоимость единицы передаваемой мощности для ППТ напряжением ± 800 кВ составляет 72 % от аналогичной стоимости для передачи напряжением ± 500 кВ. Одна воздушная передача напряжением ± 800 кВ имеет пропускную способность 6,4 ГВт, что в 2,1 раза больше пропускной способности передачи напряжением ± 500 кВ.

До 2010 г. в китайской энергосистеме передача электроэнергии на большие расстояния осуществлялась ППТ напряжением ± 500 кВ. Первый в Китае проект ППТ ± 800 кВ номинальной мощностью 6400 МВт введен в эксплуатацию в 2010 г. (табл. 1). Проект был реализован компанией АВВ при активном участии китайских исследователей и производителей (например, часть преобразовательных трансформаторов была сделана на китайских заводах).

Длина биполярной линии электропередачи от преобразовательной подстанции (ПП) Fulong (провинция Сычуань) до ПП Fengxian в Шанхае составляет 1915 км [2]. Номинальная пропускная способность передачи – 6,4 ГВт, максимальная длительно допустимая – 7 ГВт, номинальный ток – 4 кА. Полюс ВЛ ПТ состоит из шести проводов АС сечением 720 мм². На стороне постоянного тока в пределах одной преобразовательной подстанции установлены четыре сглаживающих сухих реактора индуктивностью 4×75 мГн. Два реактора установлены в полюсах линии, два реактора – в заземляющих линиях. Преобразовательные трансформаторы однофазные двухобмоточные, мощностью 321 МВ·А и 304 МВ·А на выпрямительном и инверторном преобразователе соответственно. На каждой преобразовательной подстанции установлено 24 трансформатора, а также дополнительно четыре трансформатора, которые находятся в резерве.

Для ППТ большой мощности необходимо обеспечить повышенные надежность характеристики, так как отказ такой ППТ приводит к серьезным системным последствиям. Расчетные надежность показатели ППТ Fulong – FengXian следующие: число отказов в год на один преобразователь – не более двух; число отказов в год на один полюс – не более двух; число отказов в год двух полюсов – не более 0,05; коэффициент энергетической неготовности – не более 0,5 %. Такие показатели обеспечиваются рядом факторов, а именно: выбором рациональных запасов параметров оборудования, проведением длительных испытаний оборудования в раз-

личных режимах, обеспечением абсолютно независимой работы преобразователей, применением высокопроизводительной и высоконадежной системы регулирования и защиты, обеспечением оптимального количества запасных частей, разработкой оптимальной схемы расположения оборудования преобразовательной подстанции, наличием опытного эксплуатирующего персонала и постоянное его обучение.

Таблица 1

**Действующие передачи и вставки постоянного тока в энергосистеме
на преобразователях тока в энергосистеме Китая**

№ п/п	Название проекта	Напряжение, кВ	Пропускная способность, МВт	Длина ВЛ, км	Год ввода
1	Zhoushan	–100	50	54	1987
2	Gezhouba–Nanqiao	±500	1200	1045	1990
3	Tianshengqiao– Guangzhou	±500	1800	980	2001
4	Shengsi	±50	60	66.2	2002
5	Three Gorges – Changzhou	±500	3000	860	2003
6	Guizhou–Guangdong I	±500	3000	882	2004
7	Three Gorges – Guangdong	±500	3000	940	2004
8	Lingbao I	120	360	B-to-B	2005
9	Three Gorges – Shanghai I	±500	3000	1040	2006
10	Guizhou–Guangdong II	±500	3000	1194	2007
11	Gaoling	±125	2×750	B-to-B	2008
12	Lingbao II	166,7	750	B-to-B	2009
13	Deyang-Baoj	±500	3000	534	2010
14	Hulunbuir–Liaoning	±500	3000	908	2010
15	Xiangjiaba–Shanghai (Fulong–FengXian)	±800	6400	1915	2010
16	Yunnan–Guangdong	±800	5000	1418	2010
17	Ningdong–Shandong	±660	4000	1335	2011
18	Three Gorges – Shanghai II	±500	3000	970	2011
20	Sino–Russia	±125	750	B-to-B	2012
21	Qihghai–Tibet	±400	600	1038	2012
22	Jinping–Sunan	±800	7200	2093	2012
23	Gaoling	±125	2×750	B-to-B	2012
24	Southern Hami – Zhengzhou	±800	8000	2200	2013
25	Nuozhadu–Guangdong	±800	5000	1451	2013
26	Xiluodu–Zhejiang	±800	8000	1688	2014

ППТ проходит по территориям со сложным ландшафтом и различными климатическими условиями, в том числе, с тяжелыми условиями по гололеду и сильными загрязнениями. Вдоль линии ПТ расположено три пункта наблюдения за образованием гололеда на линии, а также установлено 20 точек индивидуального мониторинга гололеда. Для ППТ предусмотрен режим «плавки гололеда» при повышенном значении выпрямленного тока. В этом режиме два двенадцатипульсных моста соединяются параллельно и функционируют при напряжении 400 кВ, при этом выпрямленный ток достигает значений 7–8 кА.

В настоящее время в Китае действуют 6 ППТ напряжением ± 800 кВ, они показывают хорошие эксплуатационные характеристики [3]. В 2015–2019 гг. планируется ввести в эксплуатацию 12 ППТ класса напряжения ± 800 кВ (табл. 2).

Таблица 2

Строящиеся и проектируемые ППТ высокого и ультравысокого напряжения в Китае

№ п/п	Название проекта	Напряжение, кВ	Пропускная способность, МВт	Длина ВЛ, км	Год ввода
1	Northern Nami – Chongqing	± 800	8000	2223	2015
2	Ningdong–Zhejiang	± 800	8000	1900	2015
3	Ximeng–Jiangsu	± 800	8000	1690	2015
4	Gansu–Hunan	± 800	8000	2490	2015
5	Mengxi–Hubei	± 800	8000	1400	2015
6	Humeng–Shandong	± 800	8000	1600	2015
7	Zhundong–Sichuan	± 1100	11000	2600	2018
8	Zhundong – Chengdu	± 1100	11000	2600	2018
9	Zhundong – WuNan	± 1100	11000	3200	2018
10	Jinsha River II – East China	± 800	6400	1700	2016
11	Humeng–Tianjing	± 800	6400	1300	2016
12	Jinsha River II – Fujian	± 800	6400	1700	2018
13	Humeng–Liaoning	± 800	6400	1100	2018
14	Hami – C.China	± 800	6400	2000	2018
15	Jinsha River II – East China	± 800	6400	1700	2019
16	Tibet – QuanZhou	± 1100	11000	3000	2019
17	Yili – GanZhou	± 1100	11000	3800	2020

Учитывая практику успешной реализации и эксплуатации ППТ ± 800 кВ в 2010 г. Государственная электросетевая корпорация Китая приняла решение начать разработку ППТ более высокого класса напряжения ± 1100 кВ [4]. Повышение класса напряжения, дальнейшее увеличение пропускной способности позволит уменьшить

общее количество передач и коридоров для ВЛ, что важно с как с точки зрения экономики так и экологии. Разработаны промышленные образцы оборудования, включая преобразовательные трансформаторы, вводы, высоковольтный вентиль, реактор, разъединитель ПТ и т. д. [4], предложены решения по транспортировке и сборке оборудования, обеспечению процесса ремонта, предварительный проект вентильного зала, технические решения по линии электропередачи. По данным [4] потери мощности в ППТ УВН $\pm$ 1100 кВ составляют 1,5 % на 1000 км.

В 2018 г. к вводу в эксплуатацию планируются три ППТ ВЛ $\pm$ 1100 кВ, которые будут передавать электроэнергию от тепловых электростанций в Zhundong к потребителям, расположенным в провинции Сычуань (ChengDu и MianYang) на расстоянии 2600 км и на восточном побережье в районе WanNan на расстоянии 3200 км (рис. 1). В 2019 и 2020 гг. запланированы к вводу ППТ Tibet – QuanZhou и Yili – GanZhou, длиной 3300 и 3800 км соответственно. Номинальная пропускная способность этих ППТ составит 11 ГВт, номинальный выпрямленный ток – 5 кА.

В настоящее время Государственная электросетевая корпорация Китая ведет разработки по дальнейшему увеличению пропускной способности ППТ $\pm$ 1100 кВ до 14 ГВт при номинальном выпрямленном токе 6,364 кА. При этом будут изменены



Рис. 1. Маршруты ППТ $\pm$ 1100 кВ, планируемых к вводу в эксплуатацию в 2015-2020 гг.

параметры оборудования постоянного тока – преобразовательного трансформатора, вводов на вентильной стороне, вентилях, сглаживающего реактора, разъединителя с учетом увеличенной мощности и выпрямленного тока. Планируется разрабатывать прототипы этого оборудования.

2. Передачи постоянного тока на преобразователях напряжения (ППТН)

Преобразователи напряжения (ПН) характеризуются независимым управлением активной и реактивной мощностью, способностью выдавать реактивную мощность, поддерживать напряжение на стороне переменного тока, возможностью энергоснабжения слабых энергосистем и пассивных нагрузок, уменьшенным размером фильтров высших гармоник на стороне переменного тока. Основные направления использования передач постоянного тока на преобразователях напряжения (ППТН) сегодня – передача электроэнергии через водные преграды для снабжения электроэнергией островных территорий, от комплекса ветроэлектрических установок, находящихся в открытом море, связь несинхронно работающих энергосистем. Анализ ППТН и ВПТН, реализованных и находящихся в стадии сооружения, показывает тенденции развития этих объектов: увеличение мощности от десятков мегаватт в начале 2000-х гг. до 1000 МВт сегодня, уровней напряжения от 10 кВ до 500 кВ на сегодняшний день. Также меняется топология ПН: от двухуровневых схем в начале 2000-х гг. до модульных многоуровневых схем (ММС), которые применяются сегодня [5, 6], (табл. 3).

Таблица 3

Объекты ППТН в Китайской энергосистеме

Наименование	Год ввода в эксплуатацию	Число модулей в плече	Число терминалов	Напряжение, кВ	Мощность, МВт	Области применения
Nanhui	2011	50	2	± 30	18	Передача электроэнергии от ВЭС
Nanao	2013	200	3	± 160	200	Передача электроэнергии от ВЭС
Zhoushan	2014	250	5	± 200	400	Энергоснабжение островных территорий
Xiamen	2015	400	2	± 320	1000	Энергоснабжение мегаполиса
Dalian	2015	400	2	± 320	1000	Энергоснабжение мегаполиса
Luoping	2016	400	2	± 320	1000	Связь несинхронно работающих систем

Китайские специалисты начали исследования ПН на ММС в 2005 г., в 2010 г. закончили разработку прототипа вентиля для модульного многоуровневого ПН (ММПН), в 2011 г. ввели в эксплуатацию ППТН Nanhui, предназначенную для передачи электроэнергии с ВЭУ. Ее основные параметры: напряжение ± 30 кВ, пропускная способность 18 МВт, длина подводного кабеля 8,4 км. В июле 2012 г.

были завершены проектные работы для ППТН на ММПН с параметрами ± 320 кВ, пропускной способностью 1000 МВт. В конце 2012 г. были успешно завершены работы по созданию и испытанию вентиля и системы управления вентилем для передач с такими параметрами (рис. 2). В ходе работ над этим проектом была создана гибридная (цифроаналоговая) модель реального времени, включающая физическую модель преобразователя с 401 ячейками в плече, которая позволила проверить работу всех функций системы управления, регулирования и защит передачи [6].



Рис. 2. Вентиль для ММПН ± 320 кВ 1000 МВт

Планируемая к вводу в 2015 г. ППТН Ксиамен (Xiamen) мощностью 1000 МВт, напряжением ± 320 кВ, длиной КЛ 10,7 км будет самой мощной двухтерминальной ППТ на преобразователях напряжения на сегодняшний день.

Остров Ксиамен является основным районом одноименного города в Юго-Восточной провинции Китая, к его энергоснабжению предъявляются высокие требования по надежности и качеству электроэнергии. В настоящее время электрическая сеть острова формируется линиями 220 кВ. Из-за быстрорастущего энергопотребления в ближайшей перспективе энергосистема острова окажется дефицитной. ППТН Xiamen соединит энергосистему города Ксиамен с энергосистемой его островной части и обеспечит надежное энергоснабжение потребителей острова.

ППТН с аналогичными параметрами будет соединять северную и южную (портовую) зоны энергосистемы города Далянь. Данная ППТН также сооружается с целью увеличения надежности энергоснабжения города в условиях растущего энергопотребления. Длина кабеля ПТ, проложенного по дну Даляньского залива, составит 60 км.

В настоящее время ведутся проектно-исследовательские работы в направлении дальнейшего увеличения пропускной способности ППТН. Эти работы можно разделить на три направления. Одно из направлений – разработка XLPE-кабелей с повышенным номинальным напряжением. В настоящее время кабель напряжением 500 кВ проходит стадию тестирования, промышленная реализация ожидается через 2–3 года. В течение следующих пяти лет промышленностью будет освоен кабель напряжением 600 кВ. Второе направление – разработка новой элементной базы силовой электроники с улучшенными характеристиками. Третье направление – усовершенствование схем преобразовательной части, в частности, увеличение количества модулей в плече преобразователя, последовательное соединение преобразователей и др.

3. Многотерминальные ППТН и сети постоянного тока

Наметилась тенденция создания многотерминальных ППТН (МППТН), объединяющих три и более преобразовательные подстанции на ММПН. Среди достоинств МППТН по сравнению с двухтерминальными ППТН отмечаются [5] меньшее количество преобразователей, лучшие стоимостные характеристики, возможность поэтапного построения МППТН путем расширения двухтерминальных передач.

В настоящее время в Китае функционируют две МППТН: трехтерминальная Nanao и пятитерминальная Zhoushan. МППТ Nanao (Нанао) (рис. 3) предназначена для передачи электроэнергии от ветроэлектрических станций, расположенных в открытом море в районе острова Нанао в энергосистему Шаньтоу на юго-восточном побережье Китая, она имеет следующие параметры: напряжение ± 160 кВ, мощность инверторной ПП 200 МВт, мощности выпрямительных ПП 150 и 50 МВт, преобразователи соединены кабельно-воздушной линией ПТ, отключение КЗ на стороне ПТ осуществляется с помощью выключателей на стороне переменного тока, КВЛ ПТ снабжена разъединителями. Потери в силовой вентильной части составили менее 1 %, надежность преобразовательной части – высокая, только один силовой модуль вышел из строя за один год эксплуатации.

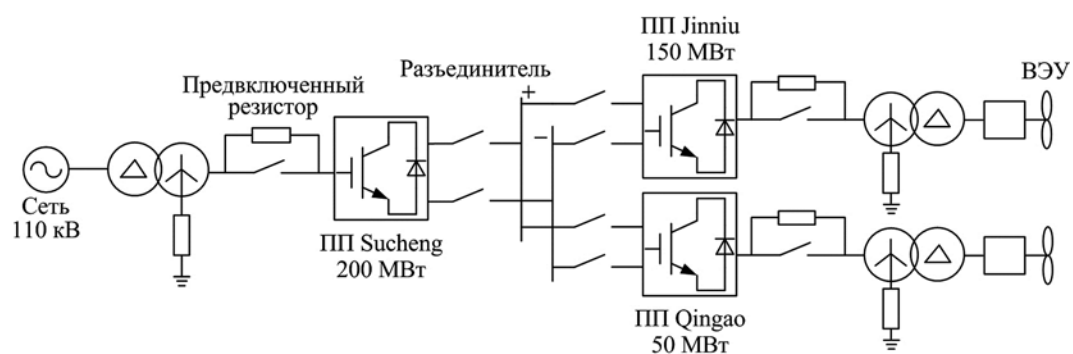


Рис. 3. Схема МППТН Nanao (Нанао)

Пятитерминальная передача Zhoushan (рис. 4) предназначена для энергоснабжения ряда островов в Восточно-Китайском море, она имеет следующие параметры: напряжение ± 200 кВ, мощности преобразовательных подстанций составляют 400/300/100/100/100 МВт.

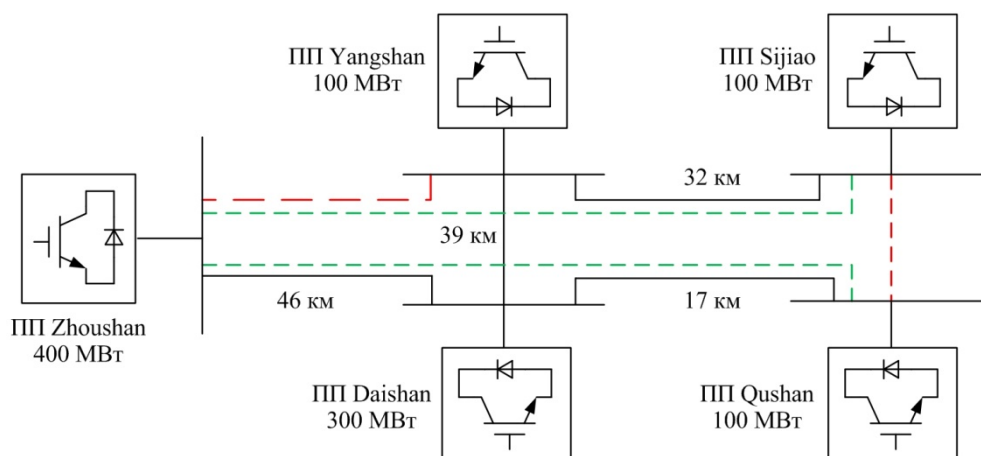


Рис. 4. Схема и основные параметры МППТН Zhoushan

В настоящее время в мировой электроэнергетике ведутся работы по созданию сложноразветвленных сетей постоянного тока, преимуществами которых являются:

- повышенная надежность и резервирование: сеть ПТ создает несколько путей для передачи мощности, обеспечивая передачу балансового потока мощности при отключенном состоянии одного из элементов сети (принцип « $n - 1$ »);
- меньшие потери мощности по сравнению с сетями переменного тока;
- соединение между собой ВЭУ, находящихся в разных географических регионах, позволяет добиться усреднения при распределении электрической мощности, получаемой от энергии ветра.

Для внедрения сетей ПТ в широкую практическую реализацию необходимо решить ряд технических, экономических и организационных вопросов: подготовка стандартов для энергосистем постоянного тока и их оборудования, разработка программных продуктов для моделирования сетей постоянного тока, в том числе и в реальном времени, разработка алгоритмов регулирования мощности и напряжения, стратегий управления для координации работы сетей переменного и постоянного тока, алгоритмов определения места повреждения, алгоритмов противоаварийного управления, разработка высоковольтных выключателей короткого замыкания на стороне постоянного тока. Актуальна задача улучшения существующих и разработки новых схем преобразователей напряжения с лучшими стоимостными характеристиками, к.п.д., функцией отключения токов короткого замыкания на стороне постоянного тока. Необходимо также решить проблему объединения сетей постоянного тока с разными уровнями напряжения, разработки трансформаторов постоянного тока. Решения этих проблем прорабатываются во всем мире в настоящее время научно-исследовательскими институтами, производителями оборудования, операторами электроэнергетических систем, в том числе и в Китае.

В частности, китайские инженеры разработали прототип быстродействующего выключателя на стороне постоянного тока, в состав которого входит быстродействующий разъединитель, полномостовые силовые модули и разрядники [4]. Характеристики выключателя: номинальное напряжение – 220 кВ; номинальный ток 1200 А, отключаемый ток короткого замыкания 18 кА, время отключения 3 мс,

потери в нормальном режиме менее 0,01 %. Наладить серийное производство таких выключателей планируется через 2–3 года.

С целью увеличения надежности МППТН Zhoushan планируют преобразовать в сложнзамкную сеть путем добавления связей по ПТ между ПП Zhoushan и Yangshan и между ПП Sijiao и ПП Qushan (обозначены красными пунктирными линиями на рис. 4) и снабдить ее средствами отключения коротких замыканий на стороне постоянного тока. На следующей стадии модернизации запланированы связи ПТ ПП Zhoushan – ПП Sijiao, ПП Zhoushan – ПП Qushan (зеленые пунктирные линии на рис. 4).

В заключении отметим, что за последние 15 лет в Китае развилась мощная база для разработки, исследования, испытания и производства различного вида оборудования для передач и вставок постоянного тока. В настоящее время в Китае функционируют пять компаний, которые занимаются научно-исследовательскими и проектными разработками в области постоянного тока. Производственные мощности включают: завод для производства вентилях для преобразователей различного типа, мощности которого достаточно, чтобы укомплектовывать вентилями три ППТ УВН и две ППТН в год, одиннадцать трансформаторных заводов, три завода для производства коммутационных аппаратов постоянного тока, три завода, производящих оборудование для систем управления, регулирования и защиты, три завода по производству кабелей постоянного тока, пять заводов по производству реакторов для ППТ, около пятидесяти предприятий, выпускающих провода и опоры для воздушных линий.

Выводы

Создание мощных надежных, управляемых электрических сетей является стратегическим приоритетом при освоении новых источников энергии, развитии промышленности, а также оказывает большое влияние на социально-экономическое развитие регионов, рост их инфраструктурной обеспеченности.

В Китае (как и в других странах БРИКС, а также в странах Западной Европы) для этих целей широко используются технологии постоянного тока, которые доказали свою эффективность.

Россия в составе СССР с начала 1950-х годов также занимала передовые позиции в развитии технологий постоянного тока. Так как в энергосистеме России всегда существовали объективные предпосылки для развития постоянного тока, проектирование и строительство этих объектов было одним из приоритетов долгосрочной государственной политики в сфере электроэнергетики.

Силами созданного в 1945 г. Института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ) в 1950 г. была введена в эксплуатацию опытная передача Кашира–Москва. В 1962 г. с использованием отечественного оборудования была введена в эксплуатацию ППТ Волгоград – Донбасс напряжением ± 400 кВ, мощностью 720 МВт, длиной ВЛ 430 км, самая мощная на тот период времени.

В 1983 году был завершен проект и начато строительство ППТ Экибастуз – Центр напряжением ± 750 кВ, длиной ВЛ 2414 км, пропускной способностью 6 ГВт. В состав электропередачи Экибастуз – Центр входили биполярная воздушная линия и две концевые преобразовательные подстанции, одна – вблизи Экибастузских

ГРЭС, другая – в районе г. Тамбова. Для этой передачи было разработано и создано отечественное оборудование и сооружена значительная часть линии. В 1990-е годы из-за отсутствия финансирования и распада СССР ее строительство было прекращено. Указанные разработки российских ученых впоследствии активно использовались развивающимися странами, в том числе Китаем, специалисты из которого проходили стажировки в ведущих российских научно-исследовательских институтах, в том числе в НИИПТ, при создании собственных мощных дальних ППТ ± 500 , ± 600 и ± 800 кВ, о чем уже написано выше в данной статье.

За последние два десятилетия отечественная энергетика потеряла свои позиции в плане постоянного тока, в то время как в мировой электроэнергетике в этой области произошел настоящий прорыв. За указанный период в России проведена только одна работа по внедрению объекта постоянного тока – реконструкция Выборгского ПК с целью повышения его базовой мощности, в результате которой введен в эксплуатацию новый преобразовательный блок (КВПУ-4). В ходе реконструкции объект был оснащен новой аппаратурой регулирования и защиты. В настоящее время проводятся пуско-наладочные работы вставки постоянного тока на преобразователях напряжения на ПС 220 кВ Могоча.

Сдерживает развитие ПТ в Российской Федерации отсутствие существенного роста промышленного энергопотребления в ЕЭС, изменения балансов мощности по отдельным ЭС. В этой ситуации положительный эффект может оказать государственная политика импортозамещения, которая должна привести к росту производства, а следовательно, к росту энергопотребления.

Другим фактором является отсутствие современной отечественной нормативной базы на проектирование и испытания объектов постоянного тока. Для любого такого объекта в современных условиях требуется создавать проектную документацию и уникальное оборудование заново, «с нуля». Это более затратно по времени и стоимости по сравнению с импортными аналогами и вариантами, связанными со строительством сетей переменного тока. Для преодоления этой ситуации необходимо планировать сетевое строительство таким образом, чтобы использовать очевидные преимущества применения объектов постоянного тока в ЕЭС, а в ближайшем будущем разработать и внедрить в эксплуатацию серию вставок и передач постоянного тока с использованием по возможности отечественного оборудования. Серийные российские технологии постоянного тока станут дешевыми, более надежными и адаптированными к условиям ЕЭС России и конкурентоспособными на внутреннем и внешнем рынках. Это, в свою очередь, даст импульс к развитию отечественной электротехнической промышленности.

На сегодняшний день актуальной является задача определения перспективных направлений и областей применения объектов постоянного тока внутри ЕЭС России и на ее связях с энергообъединениями других государств с учетом современных достижений в области техники постоянного тока. По результатам этой работы необходимо внести предложения по включению в программы инновационного развития и инвестиционные программы ведущих сетевых энергокомпаний ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Интер РАО» на 2016–2020 гг. направлений НИОКР, проектных и технологических работ для развития и внедрения технологий постоянного тока в ЕЭС России.

Список литературы

1. Балыбердин Л. Л., Кощеев Л. А., Лозинова Н. Г., Мазуров М. И., Ковалев В. Д. Повышение энергоэффективности энергосистем путем применения вставок и передач постоянного тока // *Электро*. 2010. № 3.
2. Sun Xin, Liu Zehong, Gao Liying, Ding Yigong. Practice and Innovation in the ± 800 kV UHVDC Demonstration Project. Proceedings of the CSEE. Chin. Soc. for Elec. Eng. Vol. 29, № 22 Aug. 5, 2009.
3. Jin Yiding, LIANG Zhifeng. The Operation Statistics and Analysis of HVDC Transmission Systems in State Grid Corporation of China 2006–2012 // CIGRE Session 45. 2014. B-4-106.
4. Liu Zehong, Gao Liying, Yu Jun, Zhang Jin, Lu Licheng. Research Work of ± 1100 kV UHVDC Technology // CIGRE Session 45. 2014. B-105.
5. Сулова О.В. Современное состояние технологий электропередачи постоянным током и расширение областей их применения в мировой электроэнергетике (по материалам 45-й сессии СИГРЭ // *Известия НТЦ Единой энергетической системы*. 2014. № 2 (71).
6. Guangfu Tang, Zhiyuan He, Hui Pang. R&D and application of voltage sourced converter based high voltage direct current engineering technology in China. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. Volume 2, Issue 1, pp 1–15, 2014.

Сулова Ольга Владимировна, канд. техн. наук, доцент, ведущий научный сотрудник отдела электроэнергетических систем Научно-технического центра Единой энергетической системы (ОАО «НТЦ ЕЭС»).

E-mail: suslova@ntcees.ru

Е. А. Соломоник

Шахматы в НИИПТ

Посвящается шахматистам НИИПТ

В НИИПТ долгие годы в почете была игра в шахматы, особенно в быстрые (5-минутный блиц). Были и сильные шахматисты, они же инженеры и научные сотрудники. Конечно, мы по шахматной силе уступали команде ВНИИЭ, за которую выступали экс-чемпион мира М. М. Ботвинник и сильные мастера спорта по шахматам (в 1960-е годы во ВНИИЭ при поддержке Главтехуправления Минэнерго официально проводилась НИР по созданию компьютерной шахматной программы), сильным практиком был хорошо известный в шахматных кругах Москвы профессор В. В. Бургсдорф, заведующий лабораторией ТВН ВНИИЭ. Но с этой командой, несмотря на имевшиеся намерения, нииптянам встретиться не удалось. Зато наши шахматисты в годы шахматного расцвета НИИПТ (примерно 1960–1985 гг.) регулярно обыгрывали такие сильные шахматные команды, как Ленэнерго, Электросила, НИИФА (Металлострой), завод имени Климова и др. Неоднократно встречались с очень сильной командой слабозрячих шахматистов города.

И в более ранние годы в НИИПТ имелись неплохие шахматисты (А. М. Рейдер, С. С. Преображенский, В. И. Давыдов, С. В. Шутрович и др.), но особой силой они не отличались, а шахматная жизнь в институте в целом была в тени. Блиц в те годы в институте не был распространен, но серьезные партии с контролем времени и матчи между подразделениями эпизодически игрались. К сожалению, об этом периоде шахматной жизни сейчас достоверно известно мало.

Резко изменилась ситуация в начале 1960-х годов, когда в НИИПТ пришла целая плеяда молодых способных шахматистов. Как известно, в это время произошел резкий подъем научного уровня работ по тематике НИИПТ и возрос авторитет института в электроэнергетике. Шахматы и наука в институте одновременно продвигались на более высокий уровень.

Одним из старейших шахматистов НИИПТ был талантливый ученый Л. С. Перельман, по состоянию здоровья, к сожалению, рано отошедший от практической игры. В 1950-е годы он был одним из сильнейших шахматистов-перворазрядников ЛПИ и с успехом выступал в студенческих соревнованиях. В «Шахматной Энциклопедии дебютов» до сих пор в нескольких вариантах записано «ход ленинградского шахматиста Л. Перельмана». Перестав играть серьезные партии и блиц, Лазарь Соломонович до конца своих дней живо интересовался шахматными новостями как на элитном уровне, так в институте. Отметим, что во времена, когда Л. С. Перельман блистал своей игрой в ЛПИ, там преподавали и сильные шахматные мастера и сильные шахматисты-ученые (среди последних можно назвать, например, П. Л. Калантарова и Л. А. Цейтлина). Помню большой резонанс рисунка мелом (так называемая «молния») в коридоре ЛПИ с изображением играющего в шахматы человека с характерным профилем П. Л. Калантарова и подписью «Не могу смотреть

без смеха, на игру электромеха» (около 1955 г.). Такова была объективная реакция физмеха на игру электромехаников. Через пару часов эту скандальную «молнию» ликвидировали.

В годы наибольших шахматных успехов за команду НИИПТ в серьезных соревнованиях выступали КМС Р. А. Альтшуль, КМС В. К. Мешковский, КМС И. М. Лашин, Е. А. Соломоник, И. К. Спиридонов. Мы выигрывали и первенство Выборгского района среди всех предприятий, и первенство предприятий энергетической отрасли города. В коллективе была дружеская творческая атмосфера, мы были молоды и оптимистичны.

Главным центром регулярной шахматной жизни в НИИПТ была, конечно, лаборатория электроэнергетических систем. Вот что рассказал об этом периоде шахматной жизни в НИИПТ Л. Л. Балыбердин (см. сборник «Стихи и проза» К 65-летию НИИПТ. СПб, 2010): «В 1960-х годах (по уточненным данным в 1960 г., Е. А. Соломоник) лабораторию электрических систем (ЛЭС) поразила «шахматная» эпидемия. Ее инициировал работавший в то время в лаборатории, рано ушедший из жизни Борис Орлов, беззаветно преданный шахматам, имевший первый разряд и умевший играть вслепую одновременно с десятью шахматистами лаборатории. В то время в шахматы играли все, кто умел играть, а те, кто не умел, срочно учились. Сотрудники играли в шахматы и до работы, и во время обеденного перерыва, и после работы. Родилась идея вызвать на шахматный турнир все остальные лаборатории института. ЛЭС выступила в полном составе. Были привлечены даже уборщицы, которые заранее были обучены делать хотя бы первые четыре хода. Важна была массовость выступления. И вот грянул шахматный бой! Все дрались самоотверженно, используя весь накопленный шахматный опыт. И вот-Победа! Да здравствует великий шахматный коллектив лаборатории электрических систем!»

Об этом легендарном матче на 40 (!) досках и сейчас вспоминают его участники Л. А. Кошеев, А. И. Кошелев, Г. В. Кирьенко, В. П. Гиренкова, И. А. Гордон. Оказывается для 40 досок даже в ЛЭС не хватило практикующих шахматистов, поэтому было организовано обучение людей, которые никогда прежде в шахматы не играли. В числе обучаемых было несколько женщин и Е. А. Марченко. И все же надо отметить, что в «остальном» НИИПТ тогда еще не было Р. А. Альтшуля, В. К. Мешковского, Л. С. Перельмана, Е. А. Соломоника.

В ЛЭС соревнования по молниеносной игре (блицтурниры) массово проводились как в обеденное время, так и после рабочего дня. В этих турнирах, как правило, побеждал сильный практик перворазрядник И. В. Спиридонов, регулярно участвовали в этих турнирах В. Л. Невельский, В. А. Шлайфштейн, В. А. Андреюк, Н. А. Мичурин, В. П. Коваленко, Г. Б. Гофман, А. И. Кошелев, Ю. И. Яргомский и др.

Менее активной была повседневная шахматная жизнь в лаборатории электропередач постоянного тока, где много лет работали самые сильные наши шахматисты кандидаты в мастера спорта Р. А. Альтшуль и В. К. Мешковский. Оба они с успехом играли в сильных турнирах центрального шахматного клуба Ленинграда, входили в команду общества «Буревестник», в которой на первой доске играл В. Л. Корчной. В турнирах НИИПТ по блицу первым, как правило, был Р. А. Альтшуль, вторым – В. К. Мешковский, но были и неожиданные исключения из этого правила.

В 1990-е годы Р. А. Альтшуль получил официальное международное звание «мастер ФИДЕ», неоднократно с успехом участвовал в ежегодных первенствах мира среди «сеньоров», занимая места в первой десятке, обыгрывая при этом известных международных гроссмейстеров и мастеров. Он несомненно играл в полную мастерскую силу и только случайно не получил этого звания в нашей стране, был известен в шахматной элите, ряд его победных партий опубликован в шахматной печати. Творчески Р. А. Альтшуль тесно сотрудничал с профессором А. В. Поссе в последние годы его жизни. Андрей Владимирович был к шахматам весьма неравнодушен, в блицтурнирах не играл (любил подумать) и оставался не слишком сильным любителем. Помню, как в 1963–1964 гг. в поселке Марьевка на ППТ Волгоград–Донбасс мне довелось в вечернее время сыграть много легких партий с Андреем Владимировичем. Когда дело кончалось ничьей, оба партнера были удовлетворены. Отметим, что кроме признанных асов в блицтурнирах принимали регулярное участие еще несколько участников от лаборатории постоянного тока: Л. Л. Балыбердин, Л. И. Забашта, С. С. Клямкин. Играли они остро и старательно, не добиваясь впрочем особо крупных успехов. В. К. Мешковский в 1990-е годы ушел из НИИПТ и на новом месте работы организовал успешный, известный в городе, клуб встреч с интересными людьми. Он ушел из жизни в расцвете сил после неудачной операции. В последний путь его провожало множество людей, от НИИПТ были Л. Л. Балыбердин, Р. А. Альтшуль и автор этих строк.

Команда шахматистов лаборатории ТВН НИИПТ в командных соревнованиях на первенство института (Л. С. Перельман, Е. А. Соломоник, Б. Р-Т. Шперлинг и др.) нередко побеждала, несмотря на более слабый квалификационный уровень по сравнению с другими подразделениями (имеются ввиду серьезные игры с нормальным турнирным контролем времени). В нашей команде эпизодически играли также Л. А. Антонов, Г. Э. Крастин, Б. И. Лурье, В. П. Новиков, А. И. Пикалов.

Неизменным организатором и вдохновителем всех блицтурниров в НИИПТ был В. Л. Невельский. Непросто было собрать в нерабочее время всех нужных участников, но часто это удавалось (не реже двух раз в год). Играли в первом корпусе НИИПТ на первом этаже в помещениях месткома или парткома. Местком обеспечивал инвентарь (шахматы, часы) и финансы на скромное вознаграждение призеров. Часто игры затягивались и домой приходилось возвращаться за полночь. Игры посещали зрители-нииптяне, возвращающиеся домой после рабочего дня. Помню грандиозный турнир в 1978 г. (18 участников в два круга!!): 1. Р. А. Альтшуль. 2. В. К. Мешковский. 3. Е. А. Соломоник. 4. И. М. Лашин. По оценке Л. С. Перельмана это был мой крупнейший успех в нииптовских блицтурнирах, против трех кандидатов в мастера спорта я набрал 4,5 очка из 6. К всеобщему оживлению выяснилось, что два последних места в этом турнире разделили Козлик и Козлович. На следующий день после турниров в вестибюле института всегда вывешивалась турнирная таблица, вызывавшая большой интерес у сотрудников института. На турнирах всегда была приязненная дружеская атмосфера, мелкие конфликты быстро гасились. Новогодние турниры заканчивались шампанским. После ухода В. Л. Невельского из НИИПТ в Ленэнерго все блицтурниры общеинститутского формата в НИИПТ прекратились. Но сразу после возвращения в НИИПТ Валерий Львович

организовал в 2009 г. небольшой блицтурнир, играли в помещении ЭДМ. К сожалению, сам Валерий Львович в последний момент не смог принять участие в игре. Результаты турнира: 1. И. К. Спиридонов. 2. Н. А. Мичурин. 3. Е. А. Соломоник. Несколько участников к моменту проведения турнира перевалили за 80 лет, притока молодежи не наблюдалось. Вскоре ушли из жизни участники турнира В. А. Андreyuk, Л. Л. Балыбердин и сам В. Л. Невельский.

Турниры с нормальным контролем времени в НИИПТ проводились редко, почти всегда только как командные соревнования между подразделениями, и обычно не доводились до конца в связи с загруженностью сотрудников повседневной работой и командировками. Вспоминаю такой турнир в 1962 г., когда мне с трудом удалось победить Ю. И. Яргомского, который и десятилетия спустя при встрече улыбался: «Привет, гамбит Муцио!» (некорректный вариант в королевском гамбите, примененный мною в этой партии). В том же турнире мне не удалось победить ветерана А. М. Рейдера, ничейным результатом мой партнер был весьма доволен. Не помню, чтобы когда-то был официально выявлен чемпион НИИПТ как в классической игре, так и в блиц. Однако не все в НИИПТ относились к шахматистам с должным уважением. К примеру, Д. Е. Кадомский любил называть шахматы «сидячим спортом», что было отражено в гигантского размера стенгазете, посвященной сатирическому описанию пивопровода между первым и третьим корпусами НИИПТ. Вспоминаются отпайки от пивопровода (краны), из которых козлики пили пиво. На ум приходит аналогия с газопроводом Россия–Европа через Украину, так что наша стенгазета верно предсказала ситуацию, возникшую через 40 лет.

Большой резонанс вызвало выступление в НИИПТ в 1974 г. полуопального тогда гроссмейстера В. Л. Корчного. Встреча происходила в актовом зале института. Сначала гроссмейстер рассказал о шахматной жизни на высшем уровне, о своем нашумевшем интервью западной прессе после кандидатского матча с А. Е. Карповым. Спокойно отвечал на острые вопросы нииптян, причем особенно настойчиво с партийных позиций гроссмейстера атаковал А. И. Пикалов. Потом был сеанс одновременной игры на 15 досках, наши кандидаты в мастера присутствовали, но не играли. Гроссмейстер играл вдумчиво и не торопясь. Он проиграл В. П. Коваленко (оставил автограф на его шахматной доске), все остальные партии выиграл. Я проиграл в острой борьбе, причем после партии гроссмейстер сказал провожавшим его нииптянам, что оказывается, я применил черными в испанской партии интересную теоретическую новинку (о чем я, конечно, не знал). В. Л. Корчной (будущий неоднократный претендент на мировую шахматную корону) рассказал, что выступал в НИИПТ, чтобы заработать немного денег, так как от турниров в стране и за рубежом он уже был отлучен.

Добавлю, что А. И. Пикалов, боевой офицер во время Великой Отечественной войны, общительный добрый человек, многие годы своей жизни с утра до вечера проводил в парке Сосновка за игрой в шахматы. Справедливости ради отмечу, что в самые последние годы он резко сменил шахматы на домино, также сражаясь в них в Сосновке с утра до вечера.

В четвертом корпусе НИИПТ с середины 1980-х годов до примерно 2000 г. наблюдался сильный всплеск интереса к игре в блиц после прихода к нам выда-

ющегося ученого, приятнейшего собеседника и страстного любителя быстрых шахмат Ю. Я. Иосселя. Он не отличался выдающейся игрой, но готов был блицевать в любое свободное время, воспринимал игру очень эмоционально, при этом чересчур оптимистично оценивал свою шахматную силу. Помню, как поздравляя его с 65-летием, я подарил ему брошюру 1955 г. «Подготовка сельских шахматистов 4–5-й категории». Юрий Яковлевич был шокирован и доволен одновременно, а присутствующие, знающие шахматное самолюбие юбиляра, встретили эту ситуацию с полным пониманием. Юбиляр смеялся, но, кажется, слегка обиделся. Я сыграл с ним очень много блицпартий на работе, в домашних условиях и на отдыхе вдали от Питера. Вокруг Юрия Яковлевича в НИИПТ собралось немало неплохих любителей блица, среди них выделялся В. П. Леонов. Он и Ю. Я. Иоссель играли и в общепитовских блицтурнирах, впрочем, без особого успеха.

Автор настоящей заметки понимает, что замечательные незабываемые шахматисты НИИПТ могли бы добавить о нашей шахматной истории много интересного, но многих уже нет с нами, а другие не откликаются.

В последние годы какого-либо оживления шахматной жизни в НИИПТ – НТЦ ЕЭС не наблюдается (как мне кажется). Вспоминая друзей-шахматистов, как ныне здравствующих, так и ушедших от нас, хочется пожелать нынешним и будущим сотрудникам НИИПТ и НТЦ ЕЭС возрождения шахматной жизни в институтах, которая сплачивает коллег и вдохновляет их на новые жизненные успехи.

*Автор выражает благодарность В. А. Шлайфштейну
за помощь в подготовке материала*

Соломоник Евгений Аронович, канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник отдела техники высоких напряжений Научно-исследовательского института по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (ОАО «НИИПТ»).

E-mail: solomonik@niipt.ru



Научно-технический центр Единой энергетической системы является многопрофильным электроэнергетическим научным и инженеринговым центром Системного оператора, головной научной организацией отрасли в области развития системообразующей сети Единой энергетической системы России и межгосударственных электрических связей.

ОАО «НТЦ ЕЭС» активно сотрудничает с крупнейшими отечественными компаниями (ОАО «СО ЕЭС», ПАО «Россети», ПАО «ФСК ЕЭС», ПАО «Рус-Гидро», ТГК, ОГК) и с зарубежными фирмами Австрии, Германии, Италии, Китая, США, Швейцарии, Швеции, Японии и других стран.

Основные направления научно-технической деятельности

1. Проектирование и развитие электроэнергетических систем.
2. Устойчивость, надежность, живучесть и управляемость электроэнергетических систем.
3. Режимное и противоаварийное управление.
4. Развитие технологий оперативно-диспетчерского управления энергосистемами.
5. Автоматизированные системы мониторинга, сбора, передачи, обработки информации и управления технологическими процессами.
6. Комплексное проектирование подстанций и линий электропередачи.

Экспериментальная база

- Цифро-аналого-физический комплекс на базе электродинамической (физической) модели энергосистемы для исследования функционирования объектов электроэнергетики и энергосистем любого уровня; натурных испытаний на функционирование устройств управления, защиты и автоматики, систем АСУ ТП в реальном времени.
- Цифровая модель реального времени (RTDS).
- Испытательный стенд устройств релейной защиты и систем автоматизации.

Выполняемые работы

- Разработка перспективных схем и программ развития электроэнергетики.
- Проведение исследований перспективных схем развития электроэнергетических систем на базе единой математической модели ЕЭС России.
- Разработка рекомендаций по совершенствованию проектных решений развития энергосистем и энергообъектов.
- Разработка схем выдачи мощности электростанций.
- Разработка схем внешнего энергоснабжения энергорайонов и отдельных потребителей.

- Создание, верификация и актуализация цифровых моделей для исследования переходных режимов и устойчивости электроэнергетических систем.
- Разработка рекомендаций и технических решений по обеспечению устойчивости, надежности и живучести электроэнергетических систем и отдельных энергообъектов.
- Разработка и внедрение систем автоматического управления и мониторинга режимных параметров на уровнях ЕЭС, ОЭС, ЭС.
- Разработка алгоритмов и программно-технических комплексов локальных и централизованных устройств режимного и противоаварийного управления.
- Разработка проектов модернизации систем противоаварийной автоматики.
- Разработка проектной и рабочей документации по РЗА, ПА и АИИС КУЭ.
- Решение задач ПА «под ключ»: от ТЭО до внедрения на объекте.
- Расчеты токов короткого замыкания и разработка рекомендаций по их снижению для конкретных энергообъектов.
- Проверка на функционирование (экспертиза) и настройка устройств регулирования, управления, защиты и автоматики на электродинамической модели, в том числе «под ключ».
- Аттестация цифровых автоматических регуляторов возбуждения, цифровых устройств АЛАР и разработка рекомендаций по их применению в ЕЭС России.
- Настройка «под ключ» автоматических регуляторов возбуждения генераторов электростанций.
- Испытания систем группового регулирования активной и реактивной мощности, проверка технологических алгоритмов ГРАМ на соответствие требованиям нормативных документов и технического задания, разработка рекомендаций по повышению эффективности и системной надежности.
- Создание и внедрение программных средств и систем автоматизации для эффективной работы предприятий энергетической отрасли: Bars, LincorWin, ВРДО, RastrWin, МДП, Анализ вероятных аварийных событий в электрической системе по принципу « $N - 1$ », Коммутационные схемы, Комплекс СМЗУ, ЦСПА, Прогноз потребления и др.
- Создание и внедрение программно-вычислительного комплекса по расчету токов короткого замыкания и автоматизированному расчету уставок релейной защиты и автоматики.
- АСУ ТП для подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- АСУ ТП на базе информации от МПРЗА для подстанций классов напряжения до 330 кВ, СН электрических станций, систем электроснабжения промышленных предприятий.
- Система анализа и просмотра аварийной информации от разнородных распределенных источников регистрации для АСДУ энергосистем и энергообъедине-

ний, подстанций переменного и постоянного тока, атомных, тепловых и гидроэлектростанций, систем электроснабжения промышленных предприятий.

- Цифровая автоматика ликвидации асинхронных режимов – АЛАР-Ц.
- Разработка основных технических решений по внедрению объектов распределенной генерации.
- Оценка эффективности инвестиций в строительство, реконструкцию, модернизацию и техническое перевооружение электросетевых и генерирующих объектов на стадии выполнения работ по проектированию и на стадии реализации инвестиционного проекта.
- Разработка и внедрение программно-вычислительных комплексов для решения задач по автоматизации процессов, обладающих большой алгоритмической, композиционной и структурной сложностью, а также распределенных и «облачных» информационных систем.

Участие в системе добровольной сертификации ОАО «СО ЕЭС»

В 2013 г. ОАО «НТЦ ЕЭС» допущено к проведению добровольной сертификации в СДС «СО ЕЭС» в области подтверждения соответствия автоматических регуляторов возбуждения сильного действия синхронных генераторов требованиям стандарта организации ОАО СО «ЕЭС» СТО 59012820.29.160.20.001-2012 «Требования к системам возбуждения и автоматическим регуляторам возбуждения сильного действия синхронных генераторов».

Аспирантура

Одной из важнейших сфер деятельности ОАО «НТЦ ЕЭС», как организации, располагающей авторитетной научной школой и современной, а во многом уникальной экспериментально-исследовательской базой, является подготовка кадров высшей квалификации через аспирантуру.

Обучение в аспирантуре ведется по образовательной программе 13.06.01 – Электро- и теплотехника.

Профили подготовки:

- 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические системы;
- 05.14.12 – Техника высоких напряжений.

Лицензия Федеральной службы по надзору в сфере образования и науки на право ведения образовательной деятельности в сфере послевузовского профессионального образования – № 0353 от 24 сентября 2012 г.



ОАО «НТЦ ЕЭС» является Ведущим научно-техническим партнером РНК СИГРЭ. На базе НТЦ ЕЭС работает подкомитет В4 «Электропередачи постоянным током высокого напряжения и силовая электроника».



Научно-исследовательский институт по передаче электроэнергии постоянным током высокого напряжения (НИИПТ) – дочернее общество ОАО «НТЦ ЕЭС».

Основные направления научно-технической деятельности

1. Управляемые электропередачи: вставки и электропередачи постоянного тока, технологии FACTS.
2. Техника высоких напряжений (внешняя и внутренняя изоляция) и проектирование ВЛ постоянного и переменного тока.
3. Разработка, испытания и внедрение преобразовательных устройств.

Экспериментальная база

- Высоковольтный комплекс для испытания элементов ВЛ и оборудования ПС переменного и постоянного тока.
- Многофункциональный испытательный комплекс преобразовательной техники.

Выполняемые работы

- Разработка вариантов выдачи мощности на постоянном токе от ГЭС, ПЭС, АЭС.
- Разработка методических рекомендаций по применению в ЕЭС России устройств для управляемых электропередач переменного тока и ограничения токов короткого замыкания, ВПТ и ППТ.
- Исследование возможности применения многомодульных ВПТ для ограничения токов короткого замыкания в энергосистемах с высокой плотностью генерации и нагрузки.
- Сопровождение проектирования и проектирование объектов постоянного тока.
- Сопровождение эксплуатации мощных высоковольтных преобразовательных подстанций (ВПТ и ППТ) с целью повышения их энергоэффективности, надежности и расширения функциональных возможностей (реверс, увеличение мощности, реконструкция, улучшение качества электроэнергии и др.).
- Анализ качества электроэнергии и разработка мероприятий по ограничению гармоник тока и напряжения в энергосистемах.
- Преобразовательные установки различного назначения – комбинированные установки для компенсации реактивной мощности и плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах (в том числе со встроенным оптическим волокном) ВЛ, фильтр активный гармоник, мощные источники питания постоянного тока, мощные генераторы широкого диапазона частот для геологии и геофизики.

-
- Разработка проектов присоединения установок для плавки гололеда к цепям подстанций.
 - Выбор оптимальных технических решений по конструкции основных элементов проектируемых ВЛ постоянного и переменного тока различного класса напряжения.
 - Техничко-экономические расчеты и проектирование ВЛ переменного и постоянного тока. Выбор оптимальных опор по типам, высоте, дизайну и условиям размещения.
 - Выполнение предпроектных работ, разработка ТЭО, подготовка тендерной документации и экспертиза конкурсных предложений, экспертиза проектов по направлениям научно-технической деятельности института.
 - Анализ опыта эксплуатации и разработка рекомендаций по повышению надежности действующих воздушных и кабельных линий, оборудования ПС.
 - Проведение приемо-сдаточных, квалификационных, периодических и типовых, испытаний оборудования ПС, кабелей и изоляторов.
 - Исследование кратковременной и длительной электрической прочности внутренней изоляции оборудования для проверки его эксплуатационной надежности перед вводом в эксплуатацию после длительного хранения, ремонта, а также снятого с эксплуатации по результатам профилактических испытаний.
 - Проведение испытаний оборудования для целей сертификации в соответствии с областью аккредитации, в том числе предквалификационные и типовые испытания кабельных систем 10–330 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена.
 - Составление региональных и локальных карт степеней загрязнения и разработка рекомендаций по выбору линейной и внешней подстанционной изоляции, в том числе в районах с природными и промышленными загрязнениями.
 - Выбор и оптимизация средств грозозащиты ВЛ, в том числе проходящих по районам со сложными гидрометеорологическими условиями и грунтами с высоким удельным сопротивлением.
 - Диагностика в условиях эксплуатации и оценка остаточного ресурса кабельных линий напряжением до 500 кВ с использованием современных неразрушающих методов.



РМЭФ
Российский Международный
Энергетический Форум

17–20
МАЯ | **2016**
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

XXIII
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА



ЭНЕРГЕТИКА И
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА



WWW.ENERGETIKA.EXPOFORUM.RU
WWW.RIEF.EXPOFORUM.RU

energetika@expoforum.ru
rief@expoforum.ru
+7 812 240 40 40
доб. 154, 160

ОРГАНИЗАТОРЫ

EXPOFORUM

www.energetika-restec.ru
energo@restec.ru
+7 812 303 88 68

Выставочное объединение
РЕСЭК®

12+

В НОВОМ
КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНОМ
ЦЕНТРЕ
ЭКСПОФОРУМ

ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ 64/1

РОССИЙСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ 2016

Уникальная площадка для диалога производителей оборудования и поставщиков технологий для энергетики с крупнейшими отраслевыми компаниями. Форум стал новым этапом в развитии одной из лучших российских специализированных выставок – «Энергетика и Электротехника». Основная задача проекта – консолидировать интересы экспонентов, представляющих свою продукцию на выставке, с экспертным потенциалом Форума.

Development and research of efficiency of facilities and technical measures to improve reliability of power systems

Kats P. J., Lisitsyn A. A., Ten E. A., Satsuk E. I., Frolov O. V., Edlin M. A.

Automated system for calculating the maximum allowed operating states of power system under the conditions of static and dynamic stability.

Algorithm for calculating the allowed operating states of power system under the conditions of static and dynamic stability is described. Algorithm consists of three main parts: monitoring the allowed operating states of the current mode (for given vector mode change) by condition of static stability; monitoring the allowed operating states of the current mode for a given perturbation emergency by conditions of static stability of after-failure modes and dynamic stability taking into account the action of the local stability control systems, calculate the maximum allowed active power flows in predetermined monitored by conditions of static and dynamic stability, taking into account the action of the local stability control systems.

Keywords: static and dynamic stability of power systems, current mode, post-fault conditions, algorithm, calculated critical section, monitored section, maximum allowed active power flows in monitored sections.

Belyaev N. A., Korovkin N. V., Frolov O. V., Chudny V. S.

Optimal location of the reactive power compensation devices in power network.

The paper proposes a new approach to monitor operating modes of electric power systems and to the choice of optimal location of FACTS-devices. Optimization of FACTS-devices parameters has been studied. The main features of influence zones of FACTS-devices have been described in the paper and a new approach has been proposed for the clustering of network based on mutual influence of nodes.

Keywords: power system, FACTS, optimization, influence zone, cluster, power loss.

Gerasimov A. S., Gurikov O. V., Kudryavtsev E. N., Kudryavtsev N. A., Sibiryakov R. V., Shavlovsky S. V.

Storage Battery System Using Lithium-ion Batteries for the operating DC voltage system.

The article describes the developed options for the circuit solutions for the operating DC voltage system of electric substations and power plants based on lithium-ion batteries. The results of the comparative analysis of operating conditions of the energizing of load using lead-acid or lithium-ion batteries is presented. Measures for overcurrent limiting are described. The result of the feasibility estimation of the installation of lithium-ion batteries in comparison to lead-acid batteries are given.

Keywords: operating DC current, electric circuit, structure of the operating DC current system, voltage, charging device, discharging characteristic of the battery, lead-acid battery, Li-Ion battery.

Zmaznov E. U., Lozinova N. G., Matvienkov Yu. V.

Research and development of measures to prevent the causes of overlap in isolation of low voltage auxiliary power circuits of high-power hydroelectric station.

The causes damage auxiliaries hydroelectric generator voltage during normal switching tires 500 kW. It is shown that the equipment is exposed, exceeding the test. It is shown that the use of surge arresters only enough to eliminate the causes of accidents. Recommendations to address the causes of failure.

Keywords: overvoltage, generators, own needs, ARF.

Goryachevskiy K. S., Smolovik S. V.

Active power losses estimation in high-voltage UPS power grid for 2014–2019.

Based on perspective mathematical model of Russian's Federation UPS, analysis over technical active power losses during the period of 2014–2019 has been made. Electrical operational modes optimization with reactive power and voltage levels criteria and assessment of power losses reduction measures efficiency in high-voltage grid has been done. It is shown that losses reduction boundaries are tight and does not exceed 1,0–1,3 % of maximum losses level.

Keywords: electrical grid, steady-state mode, electrical energy losses, power losses, compensating devices, reactive power sources, mathematical model, UPS.

Research of electrical modes, stability and reliability of power systems

Ambrosovskaya T. D., Andranovich B., Kurilkin A. I., Sorokin E. V.

Research of the steady and transitional electric modes of the isolated power supply systems.

The article describes the feature of calculation of steady and transient modes of power systems taking into account the change in frequency. Contains an algorithm for calculating the steady modes, with the possible change of frequency, based on the introduction of frequency as the independent variable and the solutions of systems of nonlinear algebraic equations.

Keywords: power system, plant operational state, frequency, calculation.

Vishtibeev A. V., Maryushko E. A.

Operational registration of partial discharges in the gas-insulated switchgear.

Various ways to diagnose PD are discussed. Process of registration of partial discharges through the example of concrete object is described in detail. Recommendations aimed at improving the quality of the diagnostic measurements of partial discharges in gas-insulated switchgear are given.

Keywords: diagnosis, high voltage equipment, partial discharge, gas insulated switchgear, GIS.

Power system simulation

Berdin A. S., Gerasimov A. S., Kovalenko P. Y., Moiseichenkov A. N.

Comparing the methods of defining the synchronizing power of a synchronous machine based on the results of physical simulation involving the electrodynamic model operated by the STC UPS.

To estimate the synchronous generator capability to maintain synchronous operation under deviating frequency and load angle conditions synchronizing torque and corresponding synchronizing power are proposed to be used. The possibility to determine the synchronous machine synchronizing power is subject to the presence of the load angle variation data while the primary barrier is the absence of the corresponding direct measurements. The techniques have been developed previously for deriving the synchronous machine load angle without direct measurement using the electrical parameters measurements. The paper presents the techniques validation involving numerous physical simulations in order to estimate the effect of the assumptions made. Major efforts have been aimed at developing and implementing the generator load angle direct measurement system. The system has become the part of the electrodynamic model operated by the STC UPS with the resulting opportunity to compare the estimated and directly measured load angle values taking into account the nonlinear characteristics of the actual machine.

Keywords: low-frequency oscillations, phasor measurements, synchronous machine, load angle, synchronizing power, electrodynamic model.

Gurikov O. V., Stefka J.

Least-squares approximation algorithm of frequency response characteristics by rational function and its software implementation.

Software implementation of a frequency response characteristics approximation algorithm via rational function is developed. The software can be used for approximating both the frequency characteristics obtained from sophisticated digital models and experimental frequency characteristics with considerable noise.

Keywords: automatic voltage regulator, approximation, frequency response, least squares method.

Garaev U. N., Lochanin E. K., Rossovsky E. L.

Differences between synchronous machines with direct and quadrature axis excitation system and asynchronized synchronous machines.

The classification and the differences of synchronous machines with direct and quadrature axis excitation system and asynchronized synchronous machines, as well as the results of the modeling of synchronous machines with direct and quadrature axis excitation system are given.

Keywords: direct and quadrature axis excitation system, control quadrature winding, automatic field regulator of synchronous and asynchronized machines.

From international experience in energy field

Suslova O. V.

R&D and application of HVDC power transmissions in China.

Review of main trends of R&D and application of HVDC power transmissions in China is given. Key trends: UHVDC power transmissions for transmit bulk electrical power over long distances and increase their capacity, HVDC power transmissions using modular multilevel voltage converters, DC grid economics, and control and protection issues, DC grid for offshore wind farm integration.

Keywords: Ultra high voltage direct current (UHVDC) power transmission, HVDC power transmission using voltage source converter, modular multilevel voltage converter, offshore windfarm, direct current grid.

Retrospective view

Solomonik E. A.

Chess in NIPT

Content, Abstracts, Keywords

Instruction for manuscript submission

ПРАВИЛА ПРЕДСТАВЛЕНИЯ РУКОПИСЕЙ АВТОРАМИ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

Журнал «Известия НТЦ Единой энергетической системы» является периодическим печатным научным рецензируемым журналом.

В журнале публикуются статьи, содержащие новые результаты научных исследований в электроэнергетике по направлениям: развитие и моделирование энергосистем, регулирование, противоаварийная автоматика и автоматизированные системы управления, передача электроэнергии переменным и постоянным током, преобразовательная техника, техника высоких напряжений.

Также в журнале публикуются научные обзоры, научные рецензии и отзывы.

Периодичность выхода журнала – 2 раза в год.

Статью в редакцию журнала «Известия НТЦ Единой энергетической системы» можно направить по адресу: 194223, Санкт-Петербург, ул. Курчатова, д. 1, лит. А, ОАО «НТЦ ЕЭС» или по E-mail: nto@ntcees.ru.

2. ТРЕБОВАНИЯ К ПРЕДСТАВЛЯЕМЫМ МАТЕРИАЛАМ

Авторы должны придерживаться следующей обобщенной структуры статьи: вводная часть (актуальность, существующие проблемы); основная часть (постановка, описание задачи, изложение и суть основных результатов); заключительная часть (предложения, выводы), список литературы.

2.1. Оформление материалов

1. Объем статьи, как правило, не должен превышать 16 страниц формата А4.

2. Набор текста осуществляется в редакторе MS Word.

Параметры страницы. Поля: верхнее – 4 см, нижнее – 3,7 см, левое – 3,5 см, правое – 3,5 см, расстояние от края до верхнего колонтитула – 3 см. Текстовое поле – 14×22 см.

Шрифт Times New Roman, размер шрифта основного текста – 11, междустрочный интервал – 1,1, абзацный отступ – 0,5 см.

Заголовки, номера и названия таблиц, названия рисунков пишутся без точки в конце. Размеры формул, таблиц и рисунков не должны выходить за пределы текстового поля

3. **Формулы** набираются в редакторе MathType. В формульном редакторе (как и в основном тексте) переменные, обозначенные латинскими символами, набираются курсивом; цифры, греческие и русские символы – прямые.

В числах десятичным разделителем является запятая.

Сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кВт, Гц, W, Hz) и названий функций (sin, min, const, exp и т. д.) – прямые без точки в конце.

Размеры шрифтов в формулах: основной размер – 11, индекс – 58 %, мелкий индекс – 50 %, символ – 100 %.

4. **Таблицы.** Все наименования в таблицах необходимо писать без сокращения слов (за исключением единиц измерения). Численные значения величин в таблицах

и в тексте должны быть в единицах измерения СИ. Размеры шрифтов в таблицах: основной размер – 10, в таблицах большого размера допускается размер – 9.

5. Рисунки, выполненные при помощи компьютерных программ, передаются в редакцию в электронном виде отдельными файлами (не заверстанными в текстовые файлы статьи), в форматах тех программ, в которых они выполнены. Приемлемыми являются форматы: xls (для графиков и диаграмм), eps, cdr, vsd, tiff или jpeg (с разрешением 300 dpi). Сканирование графических рисунков нужно производить с разрешением 600 dpi, фотоснимков, представляемых в электронном виде, – с разрешением 300 dpi.

6. Список литературы приводится в конце статьи. Он составляется в порядке последовательности ссылок в тексте. Ссылки на литературу в тексте заключаются в квадратные скобки. В список литературы не должны включаться неопубликованные материалы и материалы служебного пользования.

Образец и шаблон оформления статьи приведены на сайте:

<http://www.ntcees.ru/departments/proceedings.php>.

2.2. Вместе с материалами статьи должны быть обязательно предоставлены:

- номер УДК в соответствии с классификатором (в заголовке статьи);
- аннотация статьи на русском и английском языках;
- ключевые слова статьи на русском и английском языках;
- сведения об авторах, включающие фамилию, имя, отчество автора, ученую степень, ученое звание, должность, место работы, E-mail, контактные телефоны;
- экспертное заключение о возможности опубликования материалов в открытой печати;
- справка автора.

2.3. Рассмотрение материалов

Предоставленные в редакцию материалы первоначально рассматриваются редакционной коллегией и передаются для рецензирования. После одобрения материалов, согласования различных вопросов с автором (при необходимости), редакционная коллегия сообщает автору решение об опубликовании статьи. В случае отказа в публикации статьи редакция направляет автору мотивированный отказ.

При отклонении материалов из-за нарушения сроков, требований оформления или не отвечающих тематике журнала материалы не публикуются и не возвращаются.

Редакционная коллегия не вступает в дискуссию с авторами отклоненных материалов.

Публикация материалов осуществляется бесплатно.

Более подробную информацию можно получить по телефонам редакции:

(812) 292-94-05, (812) 292-94-20

или E-mail: nto@ntcees.ru.

СПРАВКА

(предоставляется в редакцию каждым автором/соавтором статьи)

В соответствии с Законом Российской Федерации об авторских правах, сообщаю, что я, _____

автор (соавтор) статьи _____

уведомлен об ответственности за использование в статье материалов, защищенных авторским правом, включая цитаты, воспроизведенные данные, иллюстрации и иные материалы, и о том, что ответственность за нарушение авторских прав ложится на автора статьи.

Я сообщаю, что данная статья не опубликована и не представлена для опубликования в другие периодические издания.

Подавая статью в редакцию журнала, я передаю редакции право на ее опубликование и дальнейшее распространение и сообщаю, что при этом не нарушаются авторские права других лиц и организаций.

Подпись автора _____ «__» _____ 20__ г.

Ф.И.О. _____

Ученая степень _____

Ученая звание _____

Место работы _____

Адрес служебный _____

Тел. служебный _____

Адрес домашний _____

Тел. домашний _____

E-mail _____